

AR61

Winspear Business Reference 2004  
University of Alberta  
1-18 Business Building  
Edmonton, Alberta T6G 2R6



ANNUAL REPORT 1996

# Alberta Oil and Gas

ALBERTA Oil and Gas Limited (AOG) is a Calgary based independent oil and gas company listed on the Alberta Stock Exchange under the symbol "AOG". The Company has achieved growth through a disciplined strategy based on high grade development projects and acquisitions of properties exclusively in the Western Canadian Sedimentary Basin. The Company will continue to aggressively seek additional opportunities while focusing on the optimization and development of newly acquired properties.

ALBERTA Oil and Gas Limited (AOG) ist eine in Calgary ansässige Gesellschaft, deren Aktien an der Börse von Alberta unter dem Symbol "AOG" kotiert sind. Ihr Wachstum verdankt die Gesellschaft einer klaren Strategie basierend auf hochwirksamen Ausbauprojekten und dem Kauf von Öl- und Gasreserven im Westen von Kanada. Die Gesellschaft wird damit fortfahren und gleichzeitig die Erschließung und Optimierung der kürzlich erworbenen Reserven vorantreiben.

#### TABLE OF CONTENTS / INHALTSVERZEICHNIS

- 2 Message to Shareholders / Mitteilung an die Aktionäre
- 5 Operations Review / Betrieblicher Rückblick
- 18 Management's Discussion and Analysis / Geschäftsbericht
- 34 Auditors' Report to Shareholders / Bericht der Revisionsstelle
- 35 Financial Statements / Jahresabschluss
- 38 Notes to the Financial Statements / Anmerkungen
- 42 Five Year Review / Fünfjahresrückblick
- 43 Corporate Information and Abbreviations / Gesellschaftsinformation und Abkürzungen

The Annual General Meeting of ALBERTA Oil and Gas Limited will be held at the The 400 Club, Calgary, Alberta on July 29, 1997 at 3:00 p.m. Die ordentliche Generalversammlung der ALBERTA Oil and Gas Limited findet am 29. Juli 1997 um 15.00 Uhr im "The 400 Club", Calgary, Alberta statt.

## HIGHLIGHTS

Thousands except per share / Tausend, ausgenommen bei Angaben pro Aktie

FINANCIAL / FINANZIELLES	1996	1995	% Change
Gross revenue / Erlös	\$ 12,049	\$ 11,560	+4
Cash flow before tax / Betriebs-Cashflow	\$ 1,512	\$ 3,059	-51
Per share / Pro Aktie	\$ 0.02	\$ 0.04	-50
Net loss / Reinergebnis (Verlust)	\$ (2,955)	\$ (7,125)	+59
Per share / Pro Aktie	\$ (0.03)	\$ (0.09)	+67
Capital expenditures and acquisitions / Investitionen und Akquisitionen	\$ 6,816	\$ 15,425	-56
Total asset value / Wert der Reserven	\$ 44,812	\$ 40,158	+12
Net asset value per share / Wert der Reserven pro Aktie	\$ 0.25	\$ 0.24	+4
Long-term debt and convertible bond / Bankdarlehen und Wandelobligationen	\$ 16,607	\$ 19,633	-15
Shareholders' equity / Eigenkapital	\$ 9,200	\$ 10,680	-14
Number of shares outstanding / Ausstehende Stammaktien	90,318	84,118	+7
1			
OPERATING / BETRIEB			
Production / Produktion			
Oil and NGLs (bbls/d) / Öl und NGLs (bbls/d)	820	960	-15
Natural gas (mcf/d) / Erdgas (mcf/d)	10,070	8,079	+25
Reserves – proved and probable / Reserven – bewiesene und wahrscheinliche			
Oil and NGLs (mstb) / Öl und NGLs (mstb)	3,648	3,855	-5
Natural gas (mmcf) / Erdgas (mmcf)	38,550	37,780	+2
Undeveloped land holdings / Unerschlossene Landrechte			
Gross acres / Brutto Acres	273.3	297.5	-8
Net acres / Netto Acres	90.1	95.3	-5

# MESSAGE TO SHAREHOLDERS

## MITTEILUNG AN DIE AKTIONÄRE



Nineteen-ninety six is best characterized as a year of rebuilding for ALBERTA Oil and Gas Limited.

2  
During 1996, AOG performed an extensive evaluation of its land holdings and engaged a Chief Operating Officer, two geologists and a geophysicist to enable the Company to move aggressively from the acquisition of resources, to an exploitation and exploration company building on a strong base of assets.

Progress is a key objective for all organizations and ALBERTA Oil and Gas Limited (AOG) has made this a top priority for 1997. Progress, however, does not come without a cost. AOG incurred that cost in 1996 in the confidence that it will make for profitable future results.

Nineteen-ninety six is best characterized as a year of rebuilding for AOG. We had previously defined two stages to our growth strategy. The first stage focused on property acquisitions, primarily the 1994 acquisition of our Cache-Clay-Beauvallon property group and the 1995 East Central acquisition. These acquisitions doubled the size of the Company, providing both production additions and a significant undeveloped land base. Due to falling currency exchange rates in 1995, AOG was unable to rely upon traditional sources of capital and undertook a high level of debt to complete its acquisitions.

During 1996, AOG performed an extensive evaluation of its land holdings and engaged a new team of very talented personnel, including Gus Van Hee as Chief Operating Officer, Bob Park as Exploration Manager, Jim Maguire as Exploitation Manager, George Yip as Operations Manager, and additional exploration and exploitation personnel. This team will ensure that the Company moves aggressively from the acquisition of resources to an exploitation and exploration company, building on its strong base of assets. New drilling activities during January

Wachstum und Fortentwicklung ist die wichtigste Zielsetzung für Firmen, und ALBERTA Oil and Gas Limited (AOG) wird diese Ziele 1997 konsequent verfolgen. Aber ein Ausbau kostet auch immer Geld. AOG hat diese Kosten im 1996 im Vertrauen auf sich genommen, dass sie sich in der näheren Zukunft in positive Resultate umsetzen lassen.

1996 wird als Jahr der Neuorientierung in AOG's Geschichte eingehen. In der ersten Phase unserer Wachstumsstrategie konzentrierten wir uns auf den Kauf von Reserven und Anlagen, vor allem mit der Cache-Clay-Beauvallon-Akquisition und East Central im Jahre 1994 und 1995. Die Grösse unserer Firma hat sich damit verdoppelt und zwar sowohl die Fördermengen als auch die Landreserven. Aufgrund der schlechten Wechselkurssituation waren wir nicht in der Lage, unsere finanziellen Bedürfnisse in Form von Eigenkapital zu decken, sondern mussten eine erhöhte Verschuldung in Kauf nehmen.

Im vergangenen Jahr haben wir unser Anlagevermögen einer ausgedehnten Evaluation unterzogen und ein neues technisches Team aufgebaut. Es besteht aus Gus van Hee als Chief Operating Officer, Bob Park als Exploration Manager, Jim Maguire als Exploitation Manager, George Yip als Operations Manager und anderen. Mit diesem Team wollen wir uns völlig neu ausrichten; nämlich zu einer Gesellschaft, die auf der Basis der vorhandenen Landreserven aktiv

1996 wird als Jahr der  
Neuorientierung in AOG's  
Geschichte eingehen.

1996 wurden die Anlagen  
einer ausgedehnten Evaluation  
unterzogen und das  
technische Team ausgebaut,  
um die Gesellschaft neu auf  
Exploration und Exploitation  
auszurichten.

1997 have already added approximately 10 percent to total corporate production.

The 1996 production results for AOG fell well below expectations for several reasons. Firstly, due to changes involving the upgrading of our technical staff, we encountered a delay on our development initiatives which was accentuated by the lead times for bringing new discoveries to market. In addition, the sale of our Saskatchewan properties was closed to fund debt reduction and the sold production was not replaced through an offsetting acquisition.

Also impacting our 1996 results was the gas price protection strategy employed for the year. The Board and Management considered that an aggressive hedging strategy was appropriate given the high exposure of the Company to interest and price fluctuations. Although our oil hedges performed as anticipated, we did not foresee the dramatic divergence of US and Canadian natural gas prices which occurred during 1996, with the result that our NYMEX based gas hedges caused AOG to suffer significant opportunity losses against the prices that otherwise could have been achieved in the Canadian market.

Our technical team is now fully in place. An allocation of 10 percent of the 1997 capital budget for high impact exploration is a first for AOG, but a necessary progression for the Company to become a key player in the oil and gas market place. On the financial side, our

Exploitations- und Explorationsvorhaben realisiert.

Die Bohraktivitäten im Januar 1997 haben unsere Fördermenge bereits um 10 Prozent erhöht.

Aus verschiedenen Gründen lagen die Resultate im vergangenen Jahr unter den Erwartungen. Durch die umfangreichen personellen Umstellungen in den technischen Abteilungen ergab sich eine Verzögerung beim Investitionsprogramm von ungefähr sechs Monaten. Außerdem wirkte sich der Verkauf der Anlagen in Saskatchewan aus; der Verkaufserlös wurde zur Schuldenreduktion verwendet und nicht für den Ersatz der Produktion.

Einen grossen Einfluss auf das Ergebnis des Jahres 1996 hatte unsere Sicherungsstrategie für den Gaspreis. Zinsen und Preise konnten in der beschriebenen Situationen einen gravierenden Einfluss auf die Firma haben, weshalb sich der Verwaltungsrat und die Geschäftsleitung entschlossen, eine aggressive Hedging- (Preisabsicherungs-) Strategie zu verfolgen. Auf dem Ölsektor ging die Rechnung auch auf, hingegen hatte man nicht vorausgesehen, dass der abgesicherte US-Preis für Gas und der kanadische Markt so stark auseinanderlaufen würden. In der Folge mussten wir Verluste in Kauf nehmen, die auf der kanadischen Preisbasis nicht angefallen wären.

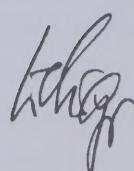
Unser technisches Team ist nun vollständig. Vom Kapitalprogramm 1997 werden zehn Prozent in Explorationsbohrungen investiert, etwas Neues für AOG, aber ein notwendiger Schritt, um in

price risk management strategies have resulted in approximately one-half of our oil production being sold at an average price of \$26.33 for 1997. The previous gas hedge contract expired in 1996. Our gas price strategies now enable us to protect our minimum price for the traditionally soft summer months on approximately one-half of our gas production while retaining all price upside. We have reduced aggregate overhead costs and anticipate that new production will cause our costs per barrel to reduce to acceptable industry levels. We also anticipate streamlining our property base to concentrate on core properties and thereby increasing operational efficiency.

Staff changes and the increased challenges of a larger property base have created increased responsibilities and opportunities for remaining personnel. We wish to thank all employees – past and present – for their diligent contributions to the continued growth of AOG. We also wish to thank our shareholders for their continued commitment to the Company. We recognize that the return on your investment has been long in coming, but we earnestly believe that 1997 will be the watershed year for AOG.

der Branche zu bestehen. Im Rahmen unseres Preis-Risikomanagements für 1997 haben wir von unserer Ölproduktion ungefähr die Hälfte zu einem Preis von \$26.33 pro Barrel verkauft. Das Gashedging ist per Ende 1996 abgelaufen. Unsere neue Strategie erlaubt es, für die saisonal schwachen Sommermonate für 50 Prozent der Menge eine Untergrenze zu fixieren, ohne die Möglichkeiten nach oben zu begrenzen. Die allgemeinen Kosten haben wir gesenkt und gehen davon aus, dass sich mit der höheren Produktion die Einheitskosten auf das durchschnittliche Niveau der Konkurrenz zurückbilden. Gleichzeitig konzentrieren wir uns auf einige Kerngebiete und erreichen so eine deutliche Steigerung der Effizienz.

Personalwechsel und das stark erweiterte Anlagevermögen haben die Verantwortung für alle Mitarbeiter ansteigen lassen. Wir möchten an dieser Stelle allen Angestellten für Ihren geschätzten Beitrag an die Entwicklung unserer Firma danken. Ebenfalls danken wir unseren Aktionären für ihre Unterstützung. Wir anerkennen die Geduld mit der Sie auf den Erfolg gewartet haben; wir sind der Überzeugung, dass das Jahr 1997 den ersehnten Durchbruch bringen wird.



**Dr. Urs Wehinger**  
Chairman of the Board and Chief Financial Officer



**Josef Hodel**  
President and Chief Executive Officer

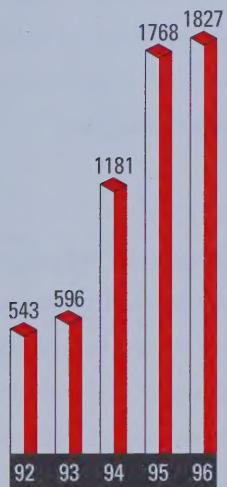
## OPERATIONS REVIEW

### BETRIEBLICHER RÜCKBLICK

Reserve Growth  
Reservenzunahme  
(mboe)



Total Production  
Total Produktion  
(boed)



### OPERATIONS OVERVIEW

Management of AOG believes that the Western Canadian Basin still offers opportunity for a company of our size to find and exploit new reserves for shareholder value creation. In the near term, our plan is to achieve growth primarily via the drill bit, and through the economic optimization of our core areas. Historically, AOG has been an active acquirer of properties and small companies. However, in 1996 the market for acquiring producing properties became unrealistically overheated, causing AOG to suspend its acquisition activities. AOG's technical team is now concentrating its efforts on the development of its extensive land holdings. These lands provide the opportunities for substantial growth of reserves and production. The acquisition of the East Central area late in 1995, together with existing lands in the Swan Hills and northeast shallow gas areas provide a total land base of 171,000 net acres of which over half is undeveloped. In order to achieve the desired focus, AOG sold its fully developed reserves in southeast Saskatchewan, and undertook the technical evaluation of its land base and core operating areas. As a result of this refocusing, 1996 was an important transition year for the company.

### BETRIEBLICHER RÜCKBLICK

Das sogenannte Westkanadische Becken bietet für eine Gesellschaft in unserer Grösse gute Chancen, neue Reserven zu finden, zu erschliessen und dadurch Shareholder Value zu generieren. Wir wollen in naher Zukunft hauptsächlich durch eigene Bohrungen und durch die wirtschaftliche Optimierung unserer Kerngebiete wachsen. Früher war AOG ein aktiver Aufkäufer von Anlagen und kleinen Firmen. Als allerdings im Laufe des Jahres 1996 der Markt für produzierende Reserven überhitzt wurde, hat AOG seine Akquisitionsaktivitäten gestoppt. AOG's technisches Team konzentriert sich jetzt auf die Erschliessung der grossen Landreserven. Diese Landrechte bieten die Chance für eine deutliche Aufstockung von Reserven und Produktion. Die Akquisition von East Central gegen Ende 1995, zusammen mit den Gebieten Swan Hills und den nordöstlichen Gasregionen machen insgesamt 171'000 netto Acres aus, wovon mehr als die Hälfte unerschlossen sind. Zur Konzentration der Kräfte hat AOG die Reserven und Anlagen in Saskatchewan verkauft und die verbleibenden Kerngebiete einer Evaluation unterzogen. 1996 war mit diesen grundlegenden Veränderungen ein wichtiges Jahr für AOG.

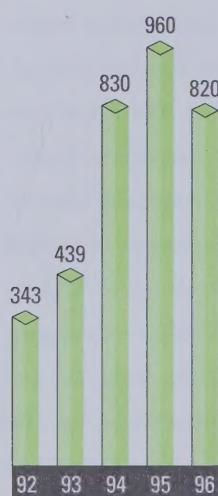
### PRODUCTION AND DEVELOPMENT

Natural gas production averaged 10.1 million cubic feet per day (mmcf/d), up 25 percent

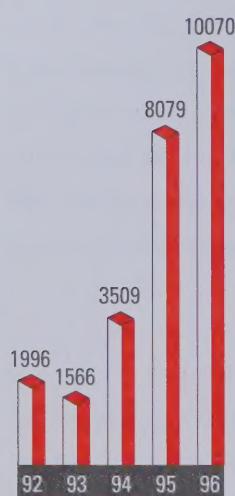
### PRODUKTION UND AUSBAU

Die Gasproduktion betrug durchschnittlich 10.1 Mio Kubikfuss pro Tag (mmcf/d),

Oil and NGL Production  
Öl und NGL Produktion  
(bbls/d)



Gas Production  
Erdgas Produktion  
(mcf/d)



from 1995 levels. Deliverability additions at Cache-Clay, Warwick and Viking-Kinsella more than offset production declines in AOG's operating areas. At year end three new high working interest gas wells, drilled in the fourth quarter, were tied-in at Lucky Lake and Cossack. This resulted in a 1996 exit rate of 11 mmcfd. Overall, AOG's development programs contributed virtually 100 percent of production gains during 1996 as no significant acquisitions were made. AOG's production mix for 1996 was 55 percent natural gas as compared to 46 percent in the previous year.

Oil and natural gas liquids production averaged 820 barrels of oil per day (bopd), compared to 960 bopd in 1995. (Ingoldsby production of approximately 150 bopd was sold on June 30, 1996). Production optimization activities at Freeman Lake, Sakwatamau and Willesden Green were successful in offsetting the natural decline of production from other areas. Late in the year, production gains were realized at Wildmere and Viking-Kinsella as several new wells were put on stream in these areas.

### RESERVE ADDITIONS

1996 reserve additions basically offset the combined effect of production and dispositions. Additions were made up of new discoveries totaling 376,000 barrels of oil equivalent (boe) and 619,000 boe of adjustments to recoverable reserves in existing reservoirs totaling 995,000 boe. Produced

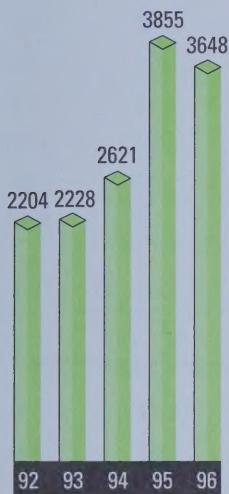
25 Prozent mehr als 1995. Der Kapazitätsausbau in Cache-Clay, Warwick und Viking-Kinsella konnte den Produktionsrückgang in anderen Gebieten mehr als wettmachen. Zum Jahresende wurde bei drei neuen Gasquellen in Lucky Lake und Cossack die Produktion aufgenommen. Am Jahresende betrug die Förderrate demzufolge 11 mmcfd. Der gesamte Produktionszuwachs ist dem Ausbauprogramm zu verdanken, da 1996 keine Akquisitionen gemacht wurden. AOG's Produkteanteil Gas war im 1996 55 Prozent, verglichen mit 46 Prozent im Vorjahr.

Die Öl- und NGL-Produktion kam auf durchschnittlich 820 Barrel pro Tag (bopd) zu stehen, verglichen mit 960 im 1995. (Verkauf der Ingoldsby Produktion von ca. 150 bopd per 30. Juni 1996.) Die Förderungsoptimierungen in Freeman Lake, Sakwatamau und Willesden Green waren erfolgreich und kompensierten den natürlichen Produktionsrückgang in anderen Gebieten. Spät im Jahr konnte durch die Anschlüsse von neuen Quellen in Wildmere und Viking-Kinsella nochmals ein Anstieg verzeichnet werden.

### RESERVENZUWACHS

Der Reservenzuwachs im 1996 konnte die Produktion sowie die Verkäufe vollständig ersetzen. Die neuen Funde betrugen total 376'000 Barrel Öl (Gas umgerechnet, boe) und die Ausweitung der förderbaren Reserven in bestehenden Quellen ergaben 619'000 boe, Total

Oil and NGL Reserves  
Öl und NGL Reserven  
(mstb)



reserves and dispositions totaled 667,000 boe and 459,000 boe respectively. At year end, AOG's proven and probable reservoirs stood at slightly more than 7.5 million boe, of which approximately 50 percent is currently producing. During 1996, new reserves were added at an average cost of \$7.14/boe on a proved plus probable basis. This result is higher than our target, reflecting the reorganization of the Company from an acquisitions focus to one emphasizing exploration and development.

The most significant gains were made at Wildmere, Sakwatahu and Cache-Clay. The mix of reserves added was 51 percent gas and 49 percent oil, whereas the disposition was 86 percent oil. At this time AOG remains relatively well balanced between the two commodities, although the undeveloped reserves indicate a greater proportion of natural gas over time.

995'000 boe. Die Produktion betrug 667'000 boe und der Verkauf 459'000. Per Jahresende lagen die bewiesenen und wahrscheinlichen Reserven von AOG leicht über 7.5 Mio boe, wovon 50 Prozent zur Zeit produzieren. Die neuen Reserven von 1996 kosteten auf der Basis der bewiesenen und wahrscheinlichen im Schnitt \$7.14 pro boe. Dieser Wert liegt eigentlich über unserer Zielsetzung ist aber Folge des Umbaus von einer Akquisitionsfirma in eine Gesellschaft, die sich auf Exploration und Ausbau konzentriert.

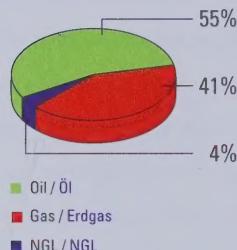
Die bedeutendsten Reservengewinne kamen von Wildmere, Sakwatahu und Cache-Clay. Der Mix der Erhöhung betrug 51 Prozent Gas und 49 Prozent Öl, die Verkäufe waren 86 Prozent Öl. Im Moment ist die Aufteilung relativ ausgewichen, wobei das Inventar der unerschlossenen Landrechte eher einen grösseren Anteil Gas erwarten lässt.

Gas Reserves  
Erdgas Reserven  
(bcf)



ASSET VALUE	Oil & NGLs mstb	Gas mmcf	Total mboe	Net Present Value (\$000's)		
				10%	15%	20%
Proved producing reserves / Bewiesene und produzierende Reserven	2,185	15,050	3,690	28,700	24,200	21,000
Proved non-producing reserves / Bewiesene, nicht-produzierende Reserven	192	10,610	1253	6,700	5,100	4,000
Total proved reserves / Total bewiesene Reserven	2,377	25,660	4,943	35,400	29,300	25,000
Probable additional reserves / Wahrscheinliche Reserven	1,271	12,890	2,560	14,500	10,500	8,000
Total reserves / Total Reserven	3,648	38,550	7,503	49,900	39,800	33,000
Land value / Landwert				5,012	5,012	5,012
<b>Total asset value<sup>1</sup> / Total Vermögenswert<sup>1</sup></b>				54,912	44,812	38,012

1 Reserve values include ARTC credit / Bewertung beinhaltet ARTC Kredit

**1996 Reserve Mix  
1996 Reserven Mix**

**OIL AND NGLS (MSTB) /  
ÖL UND NGLS**

	Proved Producing	Proved Non- Producing	Probable	Total
Balance, January 1, 1996 / Bestand 1. Januar 1996	2,236	220	1,399	3,855
Drilling additions / Erschliessungen	89	(21)	34	102
Acquisitions / Akquisitionen	0	0	0	0
Dispositions / Verkäufe	(208)	(48)	(137)	(393)
Revisions / Revisionen	367	41	(25)	383
Production / Förderung	(299)	0	0	(299)
Balance, December 31, 1996 / Bestand 31. Dezember 1996	2,185	192	1,271	3,648

**GAS / ERDGAS (MMCF)**

Balance, January 1, 1996 / Bestand 1. Januar 1996	14,560	11,040	12,180	37,780
Drilling additions / Erschliessungen	1,390	380	970	2,740
Acquisitions / Akquisitionen	0	0	0	0
Dispositions / Verkäufe	(200)	(210)	(250)	(660)
Revisions / Revisionen	2,977	(610)	0	2,367
Production / Förderung	(3,677)	0	0	(3,677)
Balance, December 31, 1996 / Bestand 31. Dezember 1996	15,050	10,600	12,900	38,550

**LAND**

As the following land summary chart indicates, ALBERTA Oil and Gas Limited continues to enjoy a significant undeveloped land base, from which future drilling opportunities will be developed. Only a small portion of the lands will be expiring in 1997 and 1998, and those lands will be evaluated for drilling potential prior to expiry. This land base is particularly important at this time as the industry is extremely competitive at Crown land sales for land acquisition.

**LAND**

Wie aus der Tabelle ersichtlich ist, hat AOG nach wie vor viel unbearbeitetes Land, welches sich für weitere Bohrungen eignet. Nur ein geringer Teil der Rechte verfällt bereits im 1997 oder 1998, und diese werden mit erster Priorität auf ihr Potential hin untersucht. Diese Landbasis ist vor allem in der jetzigen wirtschaftlichen Situation, wo bei den Landauktionen starker Konkurrenzkampf herrscht, sehr wichtig.

## ACREAGE SUMMARY (000 ACRES) / ZUSAMMENFASSUNG LANDRECHTE

as at December 31, 1996	Developed		Undeveloped		Total	
	gross	net	gross	net	gross	net
Alberta	376.3	80.6	272.0	90.0	648.3	170.6
British Columbia	6.3	0.3	1.3	0.1	7.6	0.4
Total	382.6	80.9	273.3	90.1	655.9	171.0

Notwithstanding ALBERTA Oil and Gas Limited's enviable land position, additional lands will be acquired to complement existing lands, and to develop new core areas. In 1996, ALBERTA Oil and Gas Limited acquired approximately 5,000 net acres by purchasing lands at Crown Sales, negotiating leases with freehold mineral owners, and by farm-in or joint venture with industry partners.

## AREA EXPLOITATION PLANS

AOG believes that maximum economic value is achieved through the integration of exploration, development and operating activities in each of its core areas. Consequently our exploration, engineering, operations and business support staff work closely together to develop and implement area exploitation plans. By focusing on core areas and integrating functional expertise, AOG is able to make better business decisions and minimize overall cycle time.

Unabhängig von der beschriebenen Landsituation sollen weitere Gebiete dann zugekauft werden, wenn sie bestehende Rechte ergänzen oder neue Kerngebiete bilden. Im 1996 hat AOG ungefähr 5'000 netto Acres an staatlichen Versteigerungen erworben oder von freien Besitzern gemietet. Ausserdem haben wir Joint Ventures und Unterbeteiligungen mit anderen Industriepartnern abgeschlossen.

## AUSBAUPLÄNE

AOG geht davon aus, dass durch die Kombination der Exploration, des Weiterausbaus und der Förderverbesserungen in den Kerngebieten die höchste Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann. Deshalb arbeiten die Mitarbeiter der verschiedenen Disziplinen eng zusammen. Durch die Konzentration auf die Kerngebiete und durch den Einbezug der laufend zugewonnenen Erfahrungen, kann AOG bessere und schnellere Entscheidungen treffen.

Areas which are considered core for AOG include:

- Swan Hills (Sakwatamau, Freeman, Morse River)
- East Central Alberta (O'haton, Dyberg, Bruce)
- Viking-Kinsella
- Cache-Clay
- Lucky Lake (including Lucky Lake, Cossack and Sunland)

In the past year, AOG has increased its attention to these areas, and has implemented plans for their ongoing exploitation. Several other areas will be disposed of in 1997 as they are not viewed as having significant potential for further growth.

Unsere Kerngebiete sind:

- Swan Hills (Sakwatamau, Freeman, Morse River)
- East Central Alberta (O'haton, Dyberg, Bruce)
- Viking-Kinsella
- Cache-Clay
- Lucky Lake (including Lucky Lake, Cossack and Sunland)

Im 1996 hat AOG diesen Gebieten erhöhte Aufmerksamkeit gewidmet und Projekte für einen stetigen Ausbau begonnen. Von verschiedenen anderen Gebieten will sich AOG im 1997 trennen, da sie kein Ausbaupotential besitzen.

### SWAN HILLS

Swan Hills continues to be a secure core area for AOG providing over 30 percent of the Company's production and revenue. At Sakwatamau, AOG produces almost 400 boe per day through 83.5 percent ownership in a Gething oil unit and an offsetting 100 percent gas well producing from a separate pool. It operates and controls both the oil and gas production facilities. During 1996 the Company maintained oil production through solution gas reinjection and confirmed significant additional reserves connected to the gas well. Added compression will add 2 mmcfd to net gas production later in 1997. With 10,000 acres of high interest undeveloped

### SWAN HILLS

Swan Hills bleibt mit über 30 Prozent an der Förderung und am Nettoerlös weiterhin ein sicheres Kerngebiet für AOG. In Sakwatamau fördern wir nahezu 400 boe pro Tag durch die Beteiligung von 83.5% an einer Ölseinheit und einer 100%-igen Gasquelle. Wir betreiben sowohl die Öl- als auch die Gasanlage selbst. Durch die Injektion einer Gaslösung konnte die Ölproduktion gehalten werden, und bedeutende weitere Reserven wurden im Zusammenhang mit der Gasquelle bestätigt. Eine Erhöhung des Kompressordrucks im Laufe des Jahres 1997 wird die Förderrate um 2 mmcfd erhöhen. Dank den 10'000 Acres unerschlossenem Land mit einer hohen prozentualen Beteiligung und

land and high levels of activity on adjacent land, AOG foresees substantial opportunities to evolve in 1997 and beyond.

### **CACHE-CLAY**

Two years ago AOG acquired a concentrated land position in this area and now holds an average 40 percent interest in 85,000 acres of undeveloped land. In 1996, AOG successfully drilled four wells and recompleted six wells to add 800 mcf/d net bringing the Company total to more than 2 mmcf/d from this well established area. Already in 1997 seismic has been shot and analyzed and shows thirteen new shallow Mannville sand prospects to be developed. The 1997 budget allocates funds for drilling six wells and completing ten others. With its expertise in this area AOG aims to double net production from Cache in the next year.

The Lucky Lake, Cossack and Sunland areas are key to AOG's exploration in its northeast Central block of lands particularly since AOG owns several gas plants and the attendant gathering systems. In this area the Company owns an average 40 percent working interest in approximately 20,000 acres. AOG currently has net gas production of 2.5 mmcf/d from these properties. Most recently a seismic program was conducted and has yielded leads that will allow for the drilling of four more prospective locations. Drilling in the past year has added a net 1 mmcf/d from two successful locations.

den Aktivitäten in den angrenzenden Gebieten werden sich für 1997 in dieser Region noch weitere bedeutende Möglichkeiten ergeben.

### **CACHE-CLAY**

Vor zwei Jahren hat unsere Firma einiges Land in diesem Gebiet gekauft und hält nun eine durchschnittlich bei 40 Prozent liegende Beteiligung an 85'000 Acres. Im 1996 haben wir vier erfolgreiche Bohrungen durchgeführt und sechs Quellen fertiggestellt, die 800 mcf/d produzieren, womit die Gesamtförderung in diesem Gebiet bei 2 mmcf/d liegt. Die durchgeführten seismischen Untersuchungen zeigen 13 weitere Mannville-Sandformationen, die erschlossen werden können. Das Investitionsprogramm für 1997 beinhaltet sechs neue Bohrungen und die Fertigstellung von zehn weiteren Quellen. Dank den Kenntnissen von AOG in diesem Gebiet, dürfte die Produktion im Laufe dieses Jahr verdoppelt werden können.

Die Regionen Lucky Lake, Cossack und Sunland bilden eine wichtige Basis für AOG's Exploration, da wir dort verschiedene Gasverarbeitungsanlagen besitzen. Wir halten durchschnittlich 40 Prozent in 20'000 Acres Land und produzieren im Moment ungefähr 2.5 mmcf/d. Die seismischen Untersuchungen haben gezeigt, dass an weiteren vier Stellen Bohrungen sinnvoll sind. Die letzten beiden Quellen haben zu einer Förderung von 1 mmcf/d geführt.

## VIKING-KINSELLA AREA

A significant part of the Viking-Kinsella operation involves a Company-operated Viking-Kinsella gas plant with 15 mmcfd of processing capacity and an extensive gathering system connecting the surrounding acreage through the plant to Nova via a Company-owned fifteen mile sales line to Sedgewick. The Company owns 44 percent of the plant and receives substantial processing revenue from third-parties in addition to processing its own gas from the area. Recent Lloydminster Sand gas success in the area and Sparky oil discoveries including attendant solution gas will ensure high utilization of the plant for the coming years. The positive exploitation results in the area support the Company's continuing efforts to explore and exploit its own significant land holdings surrounding the facility.

AOG also has a 4.7 percent working interest in the Husky-operated Wildmere Lloydminster Unit No. 1. The Wildmere Unit is currently producing 2,300 bopd of medium grade crude oil with an estimated 35 years of remaining reserve life under waterflood.

## VIKING-KINSELLA GEBIET

Ein bedeutender Teil der Viking-Kinsella-Infrastruktur wird von einer Gasanlage gebietet, die wir selbst bereiben. Sie hat eine Kapazität von 15 mmcfd und ein weitverzweigtes Sammelsystem im umliegenden Gebiet sowie eine Verkaufspipeline von 15 Meilen nach Sedgewick. Unsere Gesellschaft hält eine Beteiligung von 44 Prozent an der Anlage und profitiert auch von Einnahmen von Dritten für die Verarbeitung von deren Gas. Kürzliche Funde (Lloydminster Sand und Sparky Öl mit Gasgemisch) garantieren für die nächsten Jahre eine gute Auslastung. Die bisherigen positiven Resultate der eigenen Bohrungen bestärken uns in der Absicht, die eigenen Landrechte in diesem Gebiet weiter zu erschliessen.

AOG hat auch einen Anteil von 4.7 Prozent an der Wildmere Lloydminster Einheit Nr.1, die von Husky betrieben wird. Zur Zeit produziert diese Einheit 2'300 bopd Rohöl von mittlerer Qualität, bei einer restlichen Lebensdauer von ungefähr 35 Jahren.

## EAST CENTRAL

ALBERTA Oil and Gas has significant land holdings in East Central Alberta, principally in the Bruce Holden, Holmberg and O'haton areas. The area is proven to be gas prone with multizone potential.

In the area, AOG owns and operates a number of producing wells and three facilities with ownerships in the 30 percent to 50 percent range. Currently in excess of 3 mmcf/d of AOG and partners gas are produced and marketed through a long term gas contract.

During 1996, a number of existing wells were recompleted to upper horizons with encouraging results. An active seismic program is currently underway, to reflect infill drilling locations. Subject to rig availability, a significant drilling program in the area will be implemented in 1997 to take advantage of the available spare capacity in the company owned facilities.

## EAST CENTRAL

AOG hat bedeutende Landrechte in der East Central Region wie Bruce Holden, Holmberg und O'haton. Das Gebiet ist für Gasvorkommen in verschiedenen Tiefen bekannt.

AOG besitzt und betreibt in dieser Gegend einige Quellen und drei Verarbeitungsanlagen mit Anteilen von 30 bis 50 Prozent. Zur Zeit werden über 3 mmcf/d von unserem eigenen Gas und von Partnern in Rahmen eines langfristigen Vertrages verarbeitet und verkauft.

Im 1996 wurden in mehreren existierenden Quellen höhere Schichten erschlossen, mit ermutigenden Resultaten. Es ist gerade eine seismische Untersuchung im Gange, um für einige Zusatzbohrungen den idealen Standort zu bestimmen. In Abhängigkeit von verfügbaren Bohrinstalltionen sollten im 1997 noch 10 Standorte eingerichtet werden, um die vorhandene Infrastruktur besser auszunützen.

## EXPLORATION

AOG has set aside approximately 10 percent of its current budget for high impact programs. We have currently chosen four diverse areas in which to explore; Neptune, Windfall, Sakwatamau and Bellhill. At Neptune the Company holds a 25 percent working interest in six sections of land with an option on two further sections. Seismic is currently being acquired to define drilling locations on these lands. Nearby pools have made upwards of 2 million

## EXPLORATION

ALBERTA Oil and Gas hat 10 Prozent seines Investitionsprogramms für ein potentiell äusserst interessantes Explorationsprogramm in den vier Gebieten Neptune, Windfall, Sakwatamau und Bellhill vorgesehen.

In Neptune halten wir eine 25%-ige Beteiligung in 6 Sektionen Land mit einer Option

# 1997 CAPITAL PROJECTS

## INVESTITIONEN 1997



### East Central

1997 budget \$2.5 million  
Drill 10 wells  
Recomplete / tie-in 20 wells

### East Central

Investitionen 1997 \$2.5 Mio  
10 Bohrstellen  
Anschluss von 20 Quellen

### Cache - Clay

1997 budget \$1.8 million  
Drill 6 wells  
Recomplete / tie-in 10 wells

### Cache - Clay

Investitionen 1997 \$1.8 Mio  
6 Bohrstellen  
Anschluss von 10 Quellen

### Lucky Lake

1997 budget \$0.9 million  
Drill 3 wells  
Recomplete 1 well

### Lucky Lake

Investitionen 1997 \$0.9 Mio  
3 Bohrstellen  
Anschluss von 1 Quellen

### Swan Hills

1997 expenditures ± \$1 million  
Land acquisition  
Drill one well

### Swan Hills

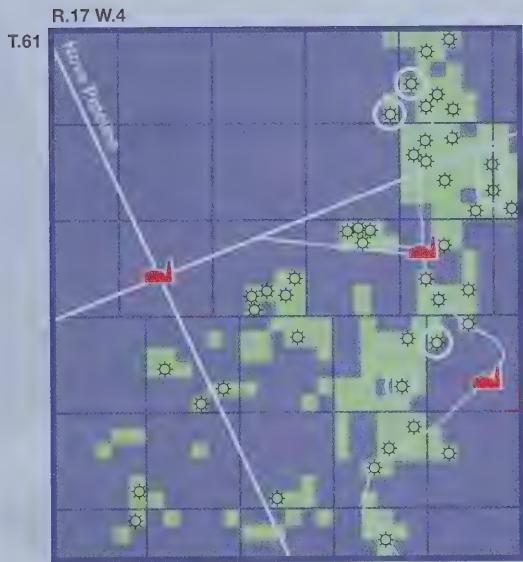
Investitionen 1997 ca. \$1 Mio  
Kauf von Landrechten  
1 Bohrstelle



Gas well  
Proposed gas location  
Oil well  
Proposed oil location  
Plant



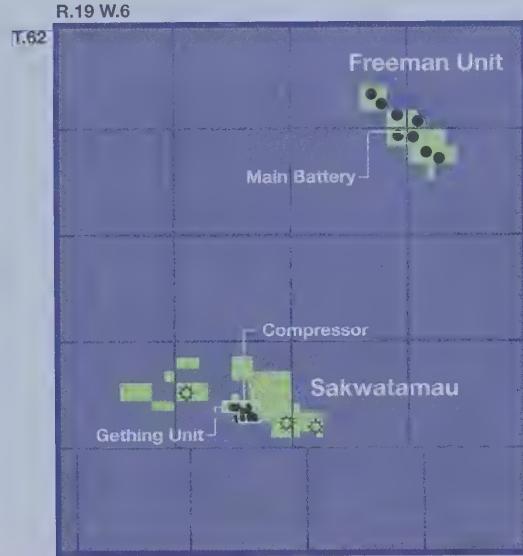
EAST CENTRAL, ALBERTA



CACHE CLAY, ALBERTA



LUCKY LAKE, ALBERTA



SWAN HILLS, ALBERTA

barrels of oil from similar targets. At Windfall the Company committed to a 15 kilometer seismic program to define a drilling location for Pekisko oil on top of the Windfall Leduc reef. The seismic will be shot before breakup and drilling is anticipated before year end. Sakwatamau provides an opportunity to exploit lands already held 100 percent by the Company and to participate in new drilling activity in this area. At Bellshill the Company is currently reviewing seismic to drill a new feature offsetting the major Ellerslie pool to the west. AOG holds a 32.7 percent working interest in this project.

für weitere 2 Sektionen. Momentan erwerben wir seismische Unterlagen, um Bohrstellen zu identifizieren. Nahegelegene Pools haben in ähnlichen Formationen 2 Mio Barrel Öl zu Tage gebracht. In Windfall beteiligen wir uns an einem Seismikprogramm über 15 km für die Suche nach Pekisko-Öl. Bohrungen sollten vor Ende 1997 möglich sein. Sakwatamau bietet die Gelegenheit, auf vollständig uns gehörendem Land nach Vorkommen zu suchen. In Bellshill suchen wir eine westliche Erweiterung des bestehenden Ellerslie Pool, dort sind wir mit 32.7 Prozent im Projekt.

## RATIONALIZATION OF COMPANY ASSETS

### A. Dispositions 1996

During 1996 the Company concluded three major sales of properties. These were:

1. Ingoldsby, Saskatchewan; this property was sold to dispose of our non-core Saskatchewan properties. The property was fully developed and non-operated. By disposing of this property the Company has consolidated its holdings to Alberta and British Columbia.

## RATIONALISIERUNG DER BETEILIGUNGEN

### A. Verkäufe 1996

Im 1996 wurden drei grössere Verkäufe abgeschlossen:

1. Ingoldsby, Saskatchewan: Es lag ausserhalb unserer Kerngebiete, war bereits voll ausgebaut und nicht durch uns selbst betrieben. Damit haben wir unsere Besitzungen nun noch in Alberta und British Columbia konzentriert.

2. Rich, Alberta; this property was disposed of as a non-core, low productivity area with high associated operating costs. The area had no further development identified for the lands.

2. Rich, Alberta: Es hatte eine schwache Produktion mit überdurchschnittlichen Betriebskosten und lag nicht in einem Kerngebiet. Die Analysen haben keine Ausbaumöglichkeiten gezeigt.

3. Carrot Creek, Alberta; this property was disposed of as a non-core, low productivity area. The high operating costs and high abandonment liability made this property a candidate for disposition.

3. Carrot Creek, Alberta: Hier gilt das gleiche wie für Rich. Auch die zu erwartenden Wiederherstellungskosten werden dort relativ hoch sein.

#### **B. Dispositions 1997**

The Company has identified a large number of its operated and non-operated lands which are considered non-core properties for disposition in 1997.

By disposing of these areas the Company will reduce debt and consolidate its holdings to Alberta and to its core areas. This disposition will reduce G&A costs and allow the Company's exploration to be more focused on the areas where we have higher interests and lower operating costs. It is anticipated that most of these properties will be sold by the third quarter. In addition, in March 1997 the Company sold one-half of its interest in Wildmere for \$4.4 million in order to improve its current financial position. The Company retains a 4.7 percent working interest.

#### **B. Verkäufe 1997**

Auch im 1997 werden wir fortfahren, viele kleine Beteiligungen ausserhalb der Kerngebiete zu verkaufen. Dadurch können Schulden abgebaut und allgemeine Kosten weiter reduziert werden.

Dies erlaubt uns, alle Kräfte auf die erfolgversprechenden Gebiete mit höheren Beteiligungen und tieferen Förderkosten zu konzentrieren. Bis ins dritte Quartal sollten die Verkäufe abgeschlossen sein.

Zusätzlich hat die Gesellschaft im März 1997 die Hälfte der Wildmere-Anlagen für \$4.4 Mio verkauft, zur Verbesserung der finanziellen Situation. Die Firma bewahrt eine 4.7% ige Beteiligung

FINANCIAL SUMMARY (000'S EXCEPT PER SHARE) /  
FINANZIELLE ZUSAMMENFASSUNG

	1996	1995	1994
Oil and gas revenue / Öl- und Erdgaserlös	\$ 14,032	\$ 11,573	\$ 8,483
Hedge costs / Absicherungskosten	(1,983)	(13)	—
Net revenue/ Nettoerlös	<b>12,049</b>	11,560	8,483
 Cash flow / Cashflow	 \$ 1,512	 \$ 3,059	 \$ 2,575
Per share / Pro Aktie	0.02	0.04	0.04
 Earnings / Ergebnis	 (2,955)	 (7,125)	 (291)
Per share / Pro Aktie	(0.03)	(0.09)	(0.01)
 Capital expenditures / Investitionen	 <b>6,816</b>	 15,425	 19,328
 Net asset value (NPV 15%) / Nettovermögen	 <b>22,477</b>	 20,249	 24,776
Per share / Pro Aktie	0.25	0.24	0.34

1996 was a year of major transition — the results of implementation will be felt in 1997 and beyond!

1996 war ein Jahr der Umwälzungen — die Resultate werden im 1997 und später ersichtlich.

The following discussion provides management's perspective of the Company's financial condition, results of operations and financial outlook and should be read in conjunction with the audited financial statements. For purposes of this discussion, cash flow is defined as earnings before taxes, depletion, amortization and abandonment provisions. In arriving at barrel of oil equivalent measures, we convert natural gas volumes at a rate of 10 mcf to 1 boe in accordance with industry practice. References to oil production and revenue include the respective measures of natural gas liquids.

Der nachfolgende Kommentar bringt die Meinung der Geschäftsleitung über die finanzielle Situation, das Betriebsergebnis und die finanziellen Aussichten zum Ausdruck und sollte in Verbindung mit dem revidierten Geschäftsabschluss gelesen werden. Für diesen Bericht wird der Cashflow als Gewinn vor Steuern, Abschreibungen und Rückstellungen definiert. Gasmengen werden im Verhältnis von 10 zu 1 in Öläquivalente (boe) umgerechnet, wie in der Branche üblich. In der Ölproduktion sind auch immer die Nebenprodukte (Natural Gas Liquids) eingerechnet.

**1996 HIGHLIGHTS**

1996 was a year of tremendous transition for AOG. A strategic evolution towards a more aggressive growth profile was a necessary next stage in converting a strong land position into value for our shareholders. Changes were implemented at all levels, including management, staff and operations.

**ÜBERBLICK 1996**

1996 war ein Jahr der Neuausrichtung für AOG. Der strategische Wechsel, hin zu einer Fördergesellschaft, war ein notwendiger Schritt, um die bedeutenden Landreserven für die Firma und die Aktionäre zum vollen Wert zu bringen. Die Veränderungen betrafen alle Stufen vom Kader über die Angestellten bis zum eigentlichen Betrieb.

1996 was the first year that AOG could effectively control its interests in the East Central group of properties acquired at the end of 1995. To effectively exploit both this property and the Cache Clay property group acquired in 1994, management determined that expansion of the technical department was necessary. The process of personnel change took longer than anticipated and caused the Company to defer its growth. By late in 1996 the new management team was in place and progress was re-established with fourth quarter capital spending almost matching that of the first nine months combined. The sale of 165 boepd was a further step towards streamlining field operations and extinguishing a portion of the Company's debt. It did however, result in a drop in oil production. The delay in production growth combined with the property sales caused the Company's results to be far less than anticipated a year ago. AOG also endured a \$2 million opportunity cost as a result of a significant price hedging strategy. The price protection program was implemented to protect the Company's cash

1996 war das erste Jahr, in welchem AOG seine Beteiligungen im East Central-Gebiet, welche Ende 1995 gekauft worden sind, effektiv selbstständig unter Kontrolle hatte. Um diese Region zusammen mit dem Cache Clay-Gebiet wirkungsvoll bearbeiten zu können, musste die technische Abteilung erneuert und erweitert werden. Dieser Prozess dauerte länger als angenommen und verursachte eine zeitliche Verschiebung der Förderprogramme. Gegen Ende 1996 war das neue Geschäftsleitungsteam etabliert und schnell konnte das Investitionsprogramm wieder aufgenommen werden. Der Verkauf einer 165 boepd fördernden Einheit war ein weiterer Schritt in Richtung Rationalisierung des Gesamtbetriebs und der Schuldenreduktion, aber resultierte auch in einem Rückgang der Produktion. Dieser Tatbestand zusammen mit der oben erwähnten Verschiebung der Investitionen verursachte ein weit schwächeres Ergebnis als vor einem Jahr vorausgesagt. 1996 kann auch als Jahr der verpassten Chance charakterisiert werden, weil AOG aufgrund seiner Preisabsicherungsstrategie

#### REVENUE GROWTH (000'S) / ERLÖSENTWICKLUNG

	1996	1995	1994
Prior year revenue/ Erlös Vorjahr	\$ 11,560	\$ 8,483	\$ 4,176
Oil volume variance / Differenz Ölmenge	(1,180)	940	2,902
Oil price variance / Differenz Ölpreis	174	620	139
Gas volume variance / Differenz Gasmenge	870	3,025	1,381
Gas price variance / Differenz Gaspreis	625	(1,508)	(115)
Current year revenue / Erlös aktuelles Jahr	\$ 12,049	\$ 11,560	\$ 8,483

flow in the event of softening prices. The majority of the contracts were locked in during 1995 and precluded AOG from fully sharing in the strong oil and gas prices enjoyed by others through 1996.

The outlook for 1997 exhibits a dramatic change from the results of 1996. The changed management structure has already reaped benefits from late winter drilling, which added approximately 10 percent to total Company production. Subject to the availability of drilling rigs, the Company anticipates sustaining a much more aggressive exploitation program than experienced at any time in this Company's history. To complement this, a more favorable price protection program has been set in place for 1997. Consistent with the strategy of protecting a minimum level of cash flow, the Company has hedged 50 percent of production in the form of both oil price swaps averaging \$26.33/bbl and options on gas to sell about half of production at a minimum of \$1.40/mcf for the summer months.

\$2 Mio verloren hat. Dieses Hedging war eingeführt worden, um den Cashflow vor schwächeren Preisen zu schützen. Die Mehrheit der Verträge sind 1995 abgeschlossen worden und hatten den Nachteil, dass der Gesellschaft vom hohen Preisniveau im 1996 nicht profitieren konnte. Die Aussichten für 1997 zeigen aber ein völlig anderes Bild. Die neue Führung arbeitet bereits effizient und die Neubohrungen des letzten Winters schlugen sich schon in einer um 10% höheren Förderung nieder. In Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von entsprechenden Ausrüstungen wird unsere Firma im laufenden Jahr eine aggressive Bohraktivität entwickeln. Zusätzlich wurde auch das Preisabsicherungsprogramm für 1997 überarbeitet. Mit dem Ziel der Sicherung eines Mindestcashflow haben wir ungefähr 50% der Ölproduktion zu durchschnittlich \$26.33/bbl und beim Gas zu \$1.40/mcf mit einer Option für die preisschwachen Sommermonate abgesichert.

## PRODUCTION AND REVENUE

AOG's long term strategy is to maintain a balanced production and reserve mix. Acquisitions in 1994 and 1995 enabled the Company to achieve this position but the disposition of its oil interests in Saskatchewan during 1996 caused the current production distribution to skew to 55 percent natural gas and 45 percent

## PRODUKTION UND ERLÖS

Zwischen Öl und Gas anteilmässig ausgeliichene Produktion und Reserven gehören zur langfristigen Zielsetzung von AOG. Die Akquisitionen im 1994 und 1995 halfen dabei, aber der Verkauf der Landrechte in Saskatchewan im 1996 ergab wieder eine Verschiebung der Förderung in Richtung Gas (55%). Die aktuelle

Revenue Composition  
Erlözzusammensetzung  
(Percent)



Average Price  
Durchschnittspreis  
(oil - \$/bbl)



oil/NGL production. Current oil production is very stable from long-life pools but holds less development potential than our gas prospects. Accordingly, much of the 1997 capital program is geared to the exploitation of gas reserves, although a smaller component of the budget is committed to the exploration for new oil. In the short term, we therefore expect to see natural gas represent an increased proportion of production.

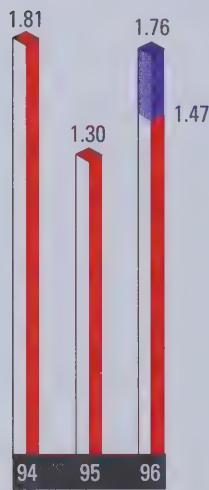
AOG continued to see the majority of its revenue from oil production, although the proportions are now more balanced than previously experienced. AOG's oil price for 1996 averaged \$25.70/bbl before giving account to the price hedges, well in excess of the \$21.65 average price received in 1995. This blended price reflects conventional crude production of 522 bopd averaging \$27.41/bbl and heavy oil production averaging 216 bopd in 1996 for which we received an average price of \$21.57. In 1995 the heavy oil component accounted for 204 bopd at an average price of \$17.45. The 1996 hedging program limited AOG's full participation in the strong oil prices; the oil hedges reduced gross oil revenue by \$936,000, or \$3.47/bbl. These hedges were entered into at an average of \$18.04US, before any indications of the strong markets to follow in 1996. Our outlook for oil prices in 1997 is a blended average up to 20 percent less than the 1996 levels. However, to compensate we have locked in an average price

Ölproduktion aus den langlebigen Pools ist stabil, enthält aber weniger Ausbaupotential als die Gasbeteiligungen. Demzufolge ist auch der grösste Teil des Investitionsprogramms für die Gasausbeutung vorgesehen, und ein kleinerer für die Suche nach Öl. Die Erlöse aus der Gasproduktion werden deshalb ansteigen. AOG erhielt nach wie vor den grössten Teil der Einnahmen aus dem Öl, wenn auch mit dem Gas etwas besser ausgeglichen als früher.

AOG's Ölpreis lag bei durchschnittlich \$25.70/bbl vor Berücksichtigung der Preisabsicherung, deutlich höher als die \$21.65 von 1995. Dieser Mischpreis beinhaltet mit 522 bopd die normale Qualität zu \$27.41/bbl und Schweröl von 216 bopd zu \$21.57. Noch im 1995 lag die Schwerölmenge bei 204 bopd und bei \$17.45. Die erwähnte Preisabsicherung beschränkte AOG's vollen Nutzen an den hohen Preisen; beim Öl machte dies \$936'000 resp. 3.47/bbl aus. Das Hedging wurde zu einem Preis von US\$18.04 abgeschlossen, noch bevor irgendein Indikator auf den späteren Preisanstieg hinwies. Unsere Schätzung für 1997 geht von einer Preissenkung von ca. 20% aus, und wir haben daher neue Preisabsicherungen auf der Basis von \$26.33/bbl für die Hälfte der Produktion abgeschlossen.

Die Entwicklung beim Gas verlief ähnlich wie beim Öl. Der erzielte Nettopreis lag bei \$1.47/mcf nach Abzug von \$0.29/mcf für

Average Price  
Durchschnittspreis  
(gas - \$/mcf)



Royalties  
Royalties  
(000's except percent)



■ Percentage of gross revenue /  
Prozent vom Bruttoerlös

■ ARTC / ARTC

■ Royalties / Royalties

of \$26.33/bbl on approximately one-half of our 1997 oil production.

AOG's gas price experience mirrored that of its oil prices; the net price received in 1996 amounted to \$1.47/mcf after allowing for a hedge cost of \$0.29/mcf, as compared to a 1995 price of \$1.30/mcf against which no hedging costs were incurred. AOG, through its gas purchasers, benefits from approximately 50 percent of its gas being sold into US markets and less than 10 percent being sold on the domestic spot markets. Accordingly, our outlook for gas prices in 1997 is optimistic, although prices are not expected to sustain the level reached during the latter portion of 1996. To mitigate the likelihood of soft prices in the summer months, AOG has entered into options to sell up to one-half of its production at minimum prices of \$1.40/mcf and \$1.90US (NYMEX).

### ROYALTY EXPENSE

AOG's effective royalty rate increased in 1996 to 19.3 percent of gross revenues; however, after adjusting for the impact of hedging costs the effective rate for 1996 is 16.6 percent. The ARTC component of royalties has decreased primarily due to the sale in both 1994 and 1995 of certain non-core properties which were ARTC eligible. Both the Cache Clay and East Central acquisitions represent restricted properties for ARTC purposes, however new development is ARTC eligible; AOG anticipates a significant increase

Hedgingkosten, verglichen mit \$1.30 im 1995 (ohne Absicherungen). Ungefähr 50% unserer Produktion kommt auf den US-Markt und weniger als 10% werden auf dem inländischen Spotmarkt verkauft. Unsere Erwartungen für 1997 sind optimistisch, wenn wir auch nicht dasselbe Niveau wie 1996 prognostizieren. Um die saisonal schwachen Preise im Sommer allenfalls zu vermeiden, haben wir für diese Monate für die Hälfte unserer Produktion ein Andienungsrecht auf der Basis von \$1.40/mcf und US\$1.90 erworben.

### ROYALTY-KOSTEN

AOG's Lizenzkosten sind im 1996 auf rund 19.3% der Bruttoeinnahmen gestiegen, nach Berücksichtigung der Hedgingkosten liegen sie bei 16.6%. Der ARTC-Teil davon hat aufgrund einiger Landverkäufe im 1994 und 1995 abgenommen. Die beiden neuen Akquisitionen Cache Clay und East Central qualifizieren nicht im bisherigen Umfang für Rückerstattungen, hingegen wird der Anteil aufgrund des Investitionsprogramms wieder ansteigen.

### FÖRDERKOSTEN

Die Kennzahl der Förderkosten pro produzierte Einheit beinhaltet eine Reihe von Berichtigungen, die wir von externen Produzenten für frühere Jahre in Kauf nehmen mussten, insbesondere für die Neuakquisitionen Cache Clay und East Central. Ohne diese ausserordentlichen



in its ARTC share in 1997 based on current development plans.

## OPERATING COSTS

In 1996, AOG's per barrel operating costs reflected a number of adjustments imposed on the Company by outside operators for events relating to activities of prior years, particularly relating to the acquired Cache Clay and East Central properties. Absent these adjustments AOG's operating cost per barrel approximated \$5.08/boe. Offsetting the operating costs were processing recoveries which have increased due to the full year's benefit of the East Central properties realized in 1996. AOG does not consider its processing activities a separate profit centre and therefore treats the revenue as a cost recovery.

Containment of operating costs is a high priority for AOG and several initiatives either have been, or currently are being implemented to reduce costs to industry average levels including: a restructuring of our operations department; divestiture of non-core properties for which appropriate field supervision and follow-up is not practical; and, production enhancements on remaining properties to amortize fixed operating costs over a greater production base.

Aufwendungen liegt der Wert bei \$5.08/boe. In Verrechnung mit den Förderkosten konnten wir Einnahmen aus der Verarbeitung von Mengen Dritter in East Central verbuchen, die erstmals im 1996 ein volles Jahr ausmachten. Diese Aktivität wird von AOG nicht als Profitcenter betrachtet, sondern als Reduktion resp. Weiterverrechnung der Betriebskosten behandelt.

Die Kontrolle der Förderkosten bleibt eine hohe Priorität und verschiedene Massnahmen werden gerade eingeführt oder sind geplant: Restrukturierung der technischen Abteilungen, Abstossen von Anlagen ausserhalb unserer Kerngebiete und Produktions-optimierungen, um die fixen Kosten auf eine grössere Menge verteilen zu können. Der Betriebs-Netback (Bruttomarge nach Produktionskosten) ist aus zwei Gründen tiefer als letztes Jahr: die Absicherungskosten drückten den Nettoerlös auf Vorjahreshöhe und die erwähnten Vorjahresberichtigungen bei den Förderkosten taten ein übriges. Aufgrund der vorteilhafteren Absicherung und den generell tiefen Betriebskosten wird sich diese Kennzahl im 1997 verbessern.

Oil Netbacks  
Öl Netbacks  
(\$/boe) before hedging



- Royalties / Royalties
- Operating Expense / Betriebskosten
- Netback / Netback

Gas Netbacks  
Erdgas Netbacks  
(\$/mcf) before hedging



- Royalties / Royalties
- Operating Expense / Betriebskosten
- Netback / Netback

#### OPERATING NETBACK (\$/BOE) / BETRIEBSNETBACK

	1996	1995	1994
Gross revenue / Bruttoerlös	\$ 21.23	\$ 17.94	\$ 19.68
Hedging / Absicherung	(3.17)	(0.02)	—
Net revenue / Nettoerlös	18.06	17.92	19.68
Royalties / Royalties	(3.49)	(3.08)	(3.15)
Operating costs / Förderkosten	(5.69)	(4.43)	(5.16)
Operating netback / Betriebsnetback	\$ 8.88	\$ 10.41	\$ 11.37
Production (boe) / Produktion	667,029	645,224	431,065

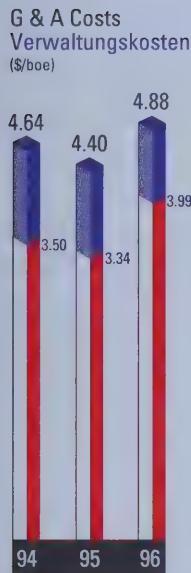
Corporate operating netbacks have fallen relative to prior years for two primary reasons; the costs of hedging reduced net product revenue to levels at or below those of prior years, and 1996 operating cost adjustments were disproportionate to current production. For 1997, we anticipate an improvement to the operating netback based on more favorable post-hedge commodity prices and an improvement in operating costs.

#### GENERAL AND ADMINISTRATIVE COSTS

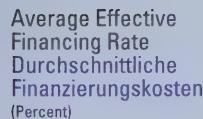
G&A costs in 1996 reflected the costs of implementing the revised strategies of the Company, whereas the benefits will be realized commencing in 1997. Aggregate G&A costs increased about 15 percent over 1995 due to increased personnel and technical support costs. In addition, capitalized G&A for 1996 reduced to 18 percent of gross administrative costs (net of overhead recoveries) from 24 percent in 1995 reflect-

#### ALLGEMEINE UND VERWALTUNGSKOSTEN

Diese Position ist stark durch die Einführung der neuen Strategie geprägt, deren positive Auswirkungen wir erst im 1997 sehen werden. Insgesamt stiegen sie verglichen mit dem Vorjahr um 15%, hauptsächlich durch Personal- kosten und Drittosten in der technischen Abteilung. Zusätzlich wurden im 1996 nur 18% dieser Kosten aktiviert, im Gegensatz zu den 24% im 1995, dies ebenfalls als Folge des verschobenen Investitionsprogramms wie weiter oben erwähnt. Neue Abteilungsleiter für die Exploration und die Exploitation sowie ein neuer Gesamt-betriebsleiter wurden im vierten Quartal angestellt. In dieser Phase fielen einige einmalige Reorganisationskosten an, die nicht vorhersehbar waren. Das Budget für 1997 weist tiefere Kosten auf und die Kennzahl pro produzierte Einheit wird deutlich sinken.



■ Capitalized G&A / Verwaltungskosten



94 95 96

ing a proportionately lower level of activity dedicated to capital projects. Senior managers were hired into our exploration and exploitation departments, and a new chief operating officer was introduced in the fourth quarter. During this transition phase the Company encountered a number of "one time" reorganization costs which are not anticipated to recur. Our outlook for 1997 anticipates a reduction of aggregate costs and a significant reduction in the G&A per barrel cost.

### FINANCING COSTS

AOG's effective cost of financing has decreased in recent years due to declining prime rates and a replacement of the matured 12 percent bonds with 9 percent bonds. However, aggregate financing costs have increased as the Company has been unable to supplant any significant portion of the debt that was incurred to close the East Central acquisition. At that time softening domestic equity markets and international concerns over the Quebec Referendum forced AOG to debt finance a large portion of the acquisition. To reduce exposure to future interest rate fluctuations, the Company has in place an interest rate swap at 7.02 percent on a notional principal currently at \$4 million and reducing through to 2004.

### FINANZIERUNGSKOSTEN

AOG's prozentuale Finanzierungskosten sind in den letzten Jahren dank tieferen Zinsen, unter anderem dem Ersatz der 12%-Obligationen anleihe durch eine 9%-ige, gesunken. Andererseits haben sich die Akquisitionen negativ auf die Verschuldung ausgewirkt. Der schwache kanadische Kapitalmarkt und die Unsicherheit bei internationalen Anlegern im Hinblick auf das Quebec-Referendum machten es unmöglich, genügend Eigenmittel bereitzustellen. Um die Finanzierungskosten in Zukunft im Griff zu haben, haben wir auf der Basis von 7.02 Prozent einen Zinsswap für \$4 Mio bis ins Jahr 2004 abgeschlossen.

### ABSCHREIBUNGEN UND RÜCKSTELLUNGEN FÜR WIEDERHERSTELLUNG VON BOHRSTELLEN

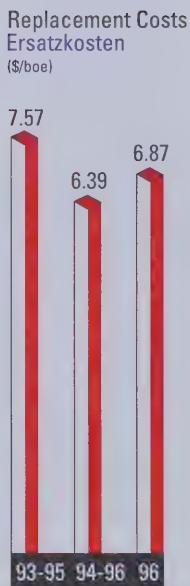
AOG's Kennzahl für Abschreibungen und für die gesetzlich geforderten Rückstellung betr. Wiederherstellung von verlassenen Bohrstellen ist im Vergleich zu 1995 leicht angestiegen, wenn man im 1995 den ausserordentlichen Abschreiber von \$9.31/bbl neutralisiert. Dies weist auf höhere Findingkosten hin, die durch die Reorganisation und die Verzögerung

NETBACKS (\$/BOE) / NETBACKS	1996	1995	1994
Operating netback / Betriebsnetback	\$ 8.88	\$ 10.41	\$ 11.37
General and administrative costs / Allgemeine und Verwaltungskosten	(3.99)	(3.34)	(3.50)
Financing costs / Finanzierungskosten	(2.60)	(2.31)	(1.89)
Cash netback / Cash Netback	2.29	4.76	5.98
Depletion, depreciation and abandonment costs / Abschreibungen und Rückstellungen	(6.63)	(15.59)	(6.45)
Taxes / Steuern	(0.09)	(0.20)	(0.20)
Earnings netback / Gewinn Netback	\$ (4.43)	\$ (11.05)	\$ (0.67)

## DEPLETION AND ABANDONMENT PROVISIONS

AOG's combined rate for depletion, amortization and abandonment provisions increased in 1996 (after normalizing the 1995 results for the \$6 million ceiling test write-down which contributed \$9.31 to the per barrel depletion charge) due in part to higher finding costs in 1996 which are attributable to the reorganization and delays in the capital development programs. Much of the activity for 1996 included the tie-in and enhancement of existing production with the result of a 1:1 reserve replacement ratio. In addition, costs deferred in 1995 pending completion of a European financing were written off as the financing could not be closed due to instability of the Canadian dollar.

des Investitionsprogramms entstanden sind. Ein grosser Teil der Investitionen des vergangenen Jahres wurde in die Erschliessung von bestehenden Reserven investiert, womit die produzierten Mengen 1:1 mit neuen Reserven ersetzt werden konnten. Dazu kam, dass transitorische Kosten aus dem 1995 in Zusammenhang mit einer Finanzierung in Europa abgeschrieben werden mussten, da aufgrund der Wechselkursverhältnisse mit dem kanadischen Dollar eine Kapitalaufnahme nicht möglich war.



Capital spending is summarized as follows:

Die Investitionen betrugen:

**CAPITAL EXPENDITURES (000'S) /  
INVESTITIONEN**

	1996		1995		1994
Acquisitions / Akquisitionen	\$ 371	7%	\$10,420	76%	\$13,027 83%
Dispositions / Verkäufe	(1,864)	(38%)	(1,643)	(12%)	(3,549) (22%)
Geological & geophysical / Geologie und Geophysik	279	6%	86	1%	33 0%
Drilling & completions / Bohren und Fertigstellen	3,865	78%	1,042	7%	1,714 11%
Equipment & facilities / Ausrüstungen, Anlagen	1,016	21%	3,041	22%	3,688 23%
Overheads & other / Diverses und Verwaltung	1,286	26%	836	6%	865 5%
Total / Total	\$ 4,953	100%	\$13,782	100%	\$15,778 100%

**FINANCED BY (000'S) / FINANZIERT DURCH:**

Cash flow and working capital / Cashflow und Umlaufvermögen	\$ 2,478	\$ 2,523	\$ 2,008
Equity / Eigenkapital	1,475	2,630	7,764
Debt / Fremdkapital	1,000	8,629	6,006
	\$ 4,953	\$13,782	\$15,778

The combination of capital spending, replacement costs and financing resulted in the following net asset values:

Die Kombination von Investitionen, Ersatzkosten und Finanzierung ergab folgende Reserven-asset bewertung:

**NET ASSET VALUE (000'S) / NETTOVERMÖGEN**

	1996	1995	1994
Proved and probable reserve value <sup>1</sup> / Bewiesene und wahrscheinliche Reserven <sup>1</sup>	\$ 39,204	\$ 35,264	\$ 32,142
Land and ARTC / Land und ARTC	5,608	4,894	4,039
	44,812	40,158	36,181
Working capital / Umlaufvermögen	(5,728)	(276)	(401)
Non-current liabilities / Langfristige Schulden	(16,607)	(19,633)	(11,004)
Net asset value / Nettovermögen	\$ 22,477	\$ 20,249	\$ 24,776
Net asset value per common share – basic (\$)			
Nettovermögen pro Aktie (\$)	\$ 0.25	\$ 0.24	\$ 0.34

1 Based on 15 percent discounted cash flow, using escalating prices and cost assumptions for proved and unrisked probable reserves and plant processing as determined by independent petroleum engineers at December 31, 1996. 1 Basierend auf dem zukünftigen Cashflow, abgezinst mit 15 Prozent, gerechnet mit steigenden Preisen und Annahmen betr. Förderkosten für bewiesene und nicht-risikogewichtete, wahrscheinliche Reserven und Verarbeitungserlöse gemäss Schätzungsbericht vom 31. Dezember 1996 von unabhängigen Spezialisten.

Using year-end prices of \$30.77/bbl conventional and \$21.60/bbl heavy oil and \$2.98 gas AOG had a large cushion in its ceiling test calculation. Assuming constancy of all variables except price (and the related impact on royalties), prices can reduce up to 30 percent before a potential deficiency is realized. Excluded from both the ceiling test base and the depletion base are undeveloped land and unproved reserve costs totaling \$5.1 million. These emanate from the Cache Clay and East Central acquisitions where substantial portions of the acquisition value were attributable to seismic and other assets other than proved reserves.

Our outlook for 1997 anticipates capital spending of \$10 million at an average finding cost of \$6.00/boe. Further illustrating the new vision is the commitment to spend 10 percent of the budget on high impact exploration projects. This exploration and development budget is much higher than the Company has engaged in the past.

## TAXES

AOG is not currently taxable for income tax purposes, nor is it forecast to be within the next several years. The Company is liable for large corporations tax and until June 1996 also for Saskatchewan Resource Surcharge; AOG sold its Saskatchewan properties in June, 1996.

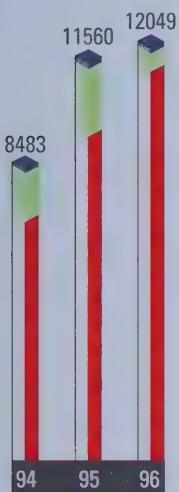
In 1996, AOG renounced \$1.55 million of CEE and CDE to satisfy its obligation under a private flow through share issue. The issue closed September 30, 1996 at \$0.25/share.

Für den alljährlich notwendigen Bewertungstest (Ceiling Test) wurden die folgenden Einheitspreise verwendet: \$30.77/bbl für normales und \$21.60/bbl für Schweröl sowie \$2.98/mcf für Gas. Es ergab sich dadurch kein zusätzlich notwendiger Abschreibungsbedarf. Der Preis hätte im Durchschnitt sogar noch 30% niedriger liegen können, ohne eine ausserordentliche Korrektur zu verursachen. Alle diese Berechnungen fanden unter Ausklammerung von Werten im Umfang von \$5.1 Mio statt, die nicht direkt mit Reserven, sondern mit seismischen Dokumenten und anderen Vermögensteilen im Zusammenhang stehen. Die Planung für 1997 geht von einem Investitionsprogramm von \$10 Mio und durchschnittlichen Findingkosten von \$6/boe aus. Zehn Prozent des Kapitals wird im Bereich von Explorationsbohrungen investiert, die neue Strategie von AOG unterstreichend. Das neue Budget ist damit höher als je zuvor in der Geschichte von AOG.

## STEUERN

AOG ist bis heute für Erträge nicht steuerpflichtig und wird es auch für die nächsten paar Jahre nicht werden. Die Firma unterliegt aber einer 'Spezialsteuer für grössere Firmen' und zahlte bis zum Verkauf der Reserven in Saskatchewan im Juni 1996 eine dortige Abgabe. Im Laufe des vergangenen Jahres hat AOG ausserdem Steuerpools im Umfang von \$1.55 Mio an die neuen Aktionäre einer Flow Through-Aktienemission abgetreten, die am 30. September 1996 zu \$0.25/Aktie abgeschlossen wurde.

Revenue by Province  
Erlös pro Provinz  
(\$'000's)



- British Columbia
- Saskatchewan
- Alberta

#### TAX POOLS (000'S) / STEUERPOOL

CATEGORY	RATE	1996	1995	1994
Canadian oil and gas property expense / Anlagekosten	10%	\$ 14,886	\$ 16,718	\$ 12,098
Canadian development expense / Ausbaukosten	30%	9,547	6,776	6,066
Canadian exploration expense / Explorationskosten	100%	634	820	1,808
Undepreciated capital cost / Kapitalkosten	10% – 25%	14,643	13,944	8,384
Other / Andere	various	1,007	468	331
		\$ 40,717	\$ 38,726	\$ 28,687

#### LIQUIDITY AND CAPITAL RESOURCES

The Company's capital structure consists of common share equity, the majority of which is held by long-term European investors, and several categories of debt.

Two major financing transactions occurred during 1996. In September AOG closed a flow through private placement for \$1.55 million, representing 6,200,000 shares. In October 1996, the 12 percent Series A bond issue matured; the \$1.95 million total principal was replaced with a 9 percent Series B issue totaling \$3 million. No Series A bondholders exercised their conversion right at maturity.

1996 was a difficult year for AOG's stakeholders; production shortfalls and unbudgeted costs resulted in lower than expected cash flow and consequently higher than anticipated debt levels. Management recognized that AOG's debt ratios were well out of line with industry norms and aggressive strategies currently underway are remedying this situation.

#### LIQUIDITÄT UND KAPITALQUELLEN

Das Kapital der Gesellschaft besteht aus dem Eigenkapital mit Stammaktien, deren Mehrheit bei europäischen, langfristig ausgerichteten Investoren liegt, und verschiedenen Kategorien von Fremdkapital. Zwei grössere Transaktionen fanden im vergangenen Jahr statt. Im September wurde eine Flow-Through-Aktienemission als Privatplatzierung mit 6'200'000 Aktien im Gegenwert von \$1.55 Mio abgeschlossen. Im Oktober konnte die abgelaufene Wandelobligationen anleihe (12% Serie A) von \$1.95 Mio mit einer 9%-igen Anleihe Serie B von total \$3 Mio ersetzt werden. Bei der alten Anleihe wurden die Wandlung von niemandem ausgeübt. 1996 war für die Geldgeber von AOG kein einfaches Jahr. Fehlende Mengen und unerwartete Kosten drückten auf den Cashflow und resultierten in einer höheren Verschuldung. Die Verantwortlichen wissen, dass der Verschuldungsgrad über der Norm liegt und setzen alles daran, dies mit der neuen Strategie zu ändern.

YEAR END CAPITAL STRUCTURE (000'S) /  
KAPITALSTRUKTUR

	1995	%	MARKET VALUE		1995	%	MARKET VALUE
Working capital deficiency / Unterdeckung Umlaufvermögen	\$ 3,602	11	\$ 3,602		\$ 164	1	\$ 164
Bank debt / Bankschulden	13,300	42	13,300		10,800	35	10,800
Convertible bonds / Wandelobligationen	3,000	10	3,246		1,950	6	2,171
Other debt / Andere Schulden	2,433	8	2,440		6,996	23	7,000
Common share equity / Eigenkapital Stammaktien	9,200	29	22,580		10,680	35	19,347
Total / Total	\$31,535	100	\$45,168		\$30,590	100	\$39,482

BUSINESS RISKS AND PROSPECTS

AOG's net loss of \$2,955,016 is attributable largely to production shortfalls. Our budget for 1996 anticipated a break-even year with cash flow of \$5 million offsetting non-cash charges of an equivalent amount. Our net prices achieved the budget targets, but the shortfalls and reorganization costs discussed above resulted in significant cash flow variances. For 1997 we anticipate a dramatic change in earnings as a result of:

- a new technical team focused on bottom line actionable results
- a price hedging strategy that enables AOG to keep the upside
- a focus on streamlining field costs
- reorganization of general office operations and reductions to G&A costs

RISIKO UND AUSSICHTEN

AOG's Verlust von \$2'955'016 ist weitgehend Produktionsausfällen zuzuschreiben. Unser ursprüngliches Budget ist noch von einer Break-Even Situation ausgegangen, mit einem Cashflow von \$5 Mio und entsprechenden Abschreibungen. Unsere Nettopreise erreichten die Budgetzielsetzung aber die tiefere Produktion und die kommentierten Reorganisationskosten machten einen Strich durch die Rechnung. Für 1997 erwarten wir eine tiefgreifende Veränderung der Situation:

- Neues technisches Team mit konzentrierter Zielsetzung
- Eine Preisabsicherungsstrategie ohne Verlust des Potentials nach oben
- Hohe Priorität bei Kostenkontrolle
- Reorganisation der Verwaltung / Reduktion der entsprechenden Kosten

Like all companies in the Canadian petroleum industry, AOG is exposed to a variety of business risks, including the following:

**Exploration risk**, exploration and development projects have an inherent risk of not yielding commercial quantities of hydrocarbons;

**Operational risk**, exploration success does not guarantee the ultimate recovery and sale of associated reserves;

**Sales risk**, certainty of markets for the Company's oil and natural gas production is never assured;

**Price risk**, energy prices are extremely volatile and are influenced by economic and political factors which are beyond AOG's control;

**Financial and liquidity risks**, the dynamic nature of capital markets, interest rates, foreign exchange, and exchange differentials exposes the Company to risks which can significantly impact its profitability; and

**Regulatory risk**, all participants in the Canadian petroleum industry are exposed to the increasing level of regulatory intervention in, and monitoring of, industry operating practices and to the ever changing taxation and royalty regimes imposed by the government.

Wie alle Firmen der Öl- und Gasindustrie ist AOG verschiedenen Risiken ausgesetzt:

**Explorationsrisiko**, Explorations- und Erweiterungsprojekte bergen das Risiko, nicht genug ökonomisch abbaubare Reserven zu finden

**Föderrisiko**, auch ein erster Erfolg bei der Suche garantiert noch nicht die Förderbarkeit aller Reserven

**Verkaufsrisiko**, es gibt keine absolute Sicherheit für den Markt der Produkte

**Preisrisiko**, die Preise sind extrem anfällig und werden nicht nur durch Angebot und Nachfrage sondern auch durch politische Faktoren ausserhalb der Kontrolle der Gesellschaft beeinflusst

**Finanzielles und Liquiditätsrisiko**, die Dynamik der Kapitalmärkte, der Zinsen und der Wechselkurse kann die Rentabilität stark beeinträchtigen

**Vorschriften, Gesetze**, alle Firmen in der Petroleumindustrie sind einem ständig wachsenden Berg von Gesetzen, Verordnungen und Eingriffen ins tägliche Geschäft ausgesetzt, insbesondere im Bereich der Royalty und der Steuern.

**Exploration, operational and regulatory risks** are reduced through:

- employing high quality staff;
- increasing operational control;
- focusing in core areas of expertise;
- employing leading edge technology; and
- maintaining adequate levels of insurance coverage

**Sales risk** is minimized by maximizing volumes of operated production or production taken in kind, thereby enabling AOG to perform the marketing function. Oil contracts are 30 day netback contracts based on average prices. AOG's gas contracts are generally mid to long-term contracts with major aggregators. Pricing is determined on a netback basis relative to the aggregator's received prices.

Product prices are dictated by domestic and international supply and demand forces beyond the control of AOG. **Price risk** is mitigated to the extent possible by:

- maintaining a balanced asset mix;
- minimizing finding, on-stream and operating costs; and
- employing hedging strategies to minimize price downside risk.

Management's hedging strategy is one of managing financial and liquidity risk – AOG will hedge prices when they reach a level considered

Diese Risiken können durch folgende Massnahmen reduziert werden:

- Bestens qualifiziertes Personal
- Verbesserung der Kontrollen und Steuerungsinstrumente
- Konzentration auf Kerngebiete in denen man Erfahrungen gesammelt hat
- Anwendung führender, erprobter Technologien
- Abschluss adäquater Versicherungen

Das Verkaufsrisiko kann gesenkt werden, wenn dank grösseren Mengen Verträge selbst abgeschlossen werden können. Ölverträge basieren auf Durchschnittspreisen mit 30-tägigen Fristen, während Gasverträge in der Regel mittel- bis langfristige Lieferungen beinhalten, mit Preisen in Abhängigkeit der durch den Händler erzielten Erlös.

Die Preise insgesamt werden stark durch die kanadische und internationale Angebot und Nachfrage diktiert, die ausserhalb der Kontrolle von AOG liegen. Dieses Risiko wird möglichst weitgehend durch folgende Massnahmen reduziert:

- Ausgeglichene Aufteilung zwischen Öl und Gas
- Möglichst tiefe Finding- und Förderkosten
- Absicherungsinstrument gegen Preisstürze

Die Strategie des Managements für diese Absicherung dient zur Risikominimierung in finanzieller und liquiditätsmässiger Hinsicht.

acceptable to enable the Company to reach certain budget targets. This enables management to pursue capital programs in a consistant manner. Hedging can result in an opportunity cost to the Company and to ensure that hedging strategies are consistantly applied, the Board of Directors ultimately determines the parameters under which the hedging program will be executed.

AOG's cash flow and earnings are directly influenced by a number of factors including energy prices, production volumes, interest rates and the US/Canadian exchange rate. The following table summarizes AOG's sensitivity to these key variables and is based on the Company's 1997 budget.

AOG wird solche Verträge zu Konditionen abschliessen, die die Einhaltung des Budgets ermöglichen. Dies erlaubt uns, das Investitionsprogramm mit einer gewissen Konstanz zu verfolgen. Dieses Hedging kann aber verglichen mit einer Absicherung zu einem Umsatzverlust führen. Aus diesem Grund werden die entsprechenden Entscheidungen immer im Rahmen der vom Verwaltungsrat regelmässig überarbeiteten Richtlinien gefällt.

AOG's Cashflow und Ergebnis sind durch die Faktoren Preise, Fördermengen, Zinssätze und Wechselkurse US\$/can\$ direkt beeinflusst. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Sensitivität und basiert auf dem Budget 1997.

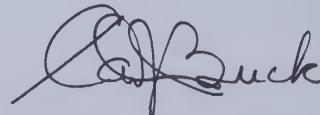
SENSITIVITY ANALYSIS / SENSITIVITÄTSANALYSE	CASH FLOW (000'S)	CASH FLOW PER SHARE	EARNINGS (000'S)	EARNINGS PER SHARE
Variation in daily production / Variation aufgrund der täglichen Förderung				
- Natural gas (Erdgas) - 1,000 mcf/d	\$382	0.004	\$144	0.002
- Oil (Öl) - 100 bopd	\$524	0.005	\$286	0.003
Variation in price / Variation der Preise				
- Natural gas (Erdgas) - \$0.10 mcf	\$465	0.005	\$465	0.005
- Oil (Öl) - \$1.00 bbl	\$231	0.002	\$231	0.002
Variation in interest rates/ Variation der Zinssätze				
- Canadian bank prime rate - 1% / Kanadische Prime Rate - 1%	\$151	0.001	\$151	0.001
Variation in foreign exchange / Variation des Wechselkurses				
- \$ Canadian to \$US - \$0.01 / can\$ zu US\$	\$120	0.001	\$120	0.001

The accompanying financial statements and all information in this annual report are the responsibility of management. The financial statements have been prepared by management in accordance with generally accepted accounting principles, and in the opinion of management, present fairly the financial position and results of operations of the Company within acceptable limits of materiality. Financial and operating information presented elsewhere in the annual report is consistent with the results summarized in the financial statements.

Management maintains appropriate systems of internal controls to safeguard assets and enable accurate and timely financial and operational reporting. The accuracy of the financial reporting has been examined by external auditors. The Board of Directors is responsible for ensuring that management fulfills its responsibilities for stewardship and financial reporting and is ultimately responsible for reviewing and approving the financial statements.



**Josef Hodel**  
President and Chief Executive Officer



**Catherine J. Buck**  
Vice-President, Finance

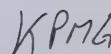
## AUDITORS' REPORT TO SHAREHOLDERS

34

We have audited the balance sheets of ALBERTA Oil and Gas Limited as at December 31, 1996 and 1995 and the statements of operations and retained earnings and changes in financial position for the years then ended. These financial statements are the responsibility of the Company's management. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audits.

We conducted our audits in accordance with generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Company as at December 31, 1996 and 1995 and the results of its operations and the changes in its financial position for the years then ended in accordance with generally accepted accounting principles.



**KPMG**  
Chartered Accountants – Calgary, Canada  
February 28, 1997

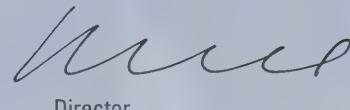
# BALANCE SHEETS BILANZEN

As at December 31 / Jeweils per 31. Dezember

ASSETS / AKTIVEN	1996	1995
Current assets / Umlaufvermögen		
Cash / Bargeld	\$ 89,903	\$ 160,072
Accounts receivable / Forderungen	3,792,166	3,861,596
	3,882,069	4,021,668
Property, plant and equipment (note 2) / Land, Verarbeitungsanlagen, Ausrüstungen	32,222,394	30,964,689
Deferred charges (note 3) / Rechnungsabgrenzungen	144,669	236,253
	\$ 36,249,132	\$ 35,222,610
LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY / VERBINDLICHKEITEN/EIGENKAPITAL		
Current liabilities / Kurzfristiges Fremdkapital		
Accounts payable and accrued liabilities / Kreditoren	\$ 7,481,514	\$ 4,107,166
Current portion of long-term debt (note 4) / Fälliger Teil der langfristigen Schuld	2,125,981	112,535
Taxes payable / Steuern zahlbar	2,937	78,302
	9,610,432	4,298,003
Long-term debt (note 4) / Langfristiges Fremdkapital	16,607,407	19,633,395
Deferred future abandonment and restoration costs / Rückstellungen für verlassene Bohrstellen und Wiederherstellungskosten	831,052	611,058
	27,048,891	24,542,456
Share capital (note 5) / Aktienkapital	21,892,811	20,417,708
Retained earnings / Ergebnisvortrag	(12,692,570)	(9,737,554)
	9,200,241	10,680,154
	\$ 36,249,132	\$ 35,222,610
Commitments (note 7)		

On behalf of the Board:

  
Director

  
Director

# STATEMENTS OF OPERATIONS AND RETAINED EARNINGS

## ERFOLGSRECHNUNG

For the years ended December 31 / Jeweils per 31. Dezember



### REVENUES / ERLÖS

	1996	1995
Oil / Öl	\$ 6,612,643	\$ 7,672,970
Gas / Gas	5,435,963	3,887,254
	12,048,606	11,560,224
Net royalties / Netto-Royalties	(2,327,118)	(1,989,352)
	9,721,488	9,570,872

### EXPENSES / AUFWAND

Operating / Produktion	3,796,895	2,860,643
General and administrative (note 8) / Allgemeine und Verwaltungskosten	2,679,744	2,157,204
Interest – long-term / Langfristige Zinsen	1,732,557	1,493,562
Provision for abandonment and restoration / Rückstellungen für verlassene Bohrstellen und deren Wiederherstellung	466,919	392,000
Depletion, depreciation and amortization (note 2) / Abschreibungen	3,938,089	9,665,093

Loss – before taxes / Reinergebnis (Verlust) vor Steuern	(2,892,716)	(6,997,630)
Taxes – current (note 6) / Steuern	(62,300)	(127,500)
Net loss / Reinergebnis (Verlust)	(2,955,016)	(7,125,130)
Retained earnings – beginning of year / Ergebnisvortrag am Anfang des Jahres	(9,737,554)	(2,612,424)
Retained earnings – end of year / Ergebnisvortrag am Ende des Jahres	(12,692,570)	(9,737,554)
Net loss per share (note 5) / Reinergebnis (Verlust) pro Aktie	\$ (0.034)	\$ (0.092)

# STATEMENTS OF CHANGES IN FINANCIAL POSITION

## KAPITALFLUSSRECHNUNG

For the years ended December 31/ Jeweils per 31. Dezember

### CASH PROVIDED BY OPERATIONS /

#### CASH FLOW

	1996	1995
Net loss / Reinergebnis (Verlust)	\$ (2,955,016)	\$ (7,125,130)
Charges not affecting cash / Aufwendungen ohne Einfluss auf Cash		
Depletion, depreciation and amortization / Abschreibungen	3,938,089	9,665,093
Provision for abandonment and restoration / Rückstellungen für verlassene Bohrstellen und deren Wiederherstellung	466,919	392,000
	1,449,992	2,931,963
Changes in non-cash working capital / Änderungen in Nichtcash-Positionen des Umlaufvermögens	2,123,842	383,129
	3,573,834	3,315,092

### FINANCING ACTIVITIES / FINANZIERUNG

Issue of common shares / Ausgabe von Stammaktien	1,475,103	2,629,839
Change in long-term debt / Langfristige Verpflichtungen	(1,012,542)	8,629,030
	462,561	11,258,869

### INVESTING ACTIVITIES / INVESTITIONEN

Property, plant and equipment investment/ Land, Verarbeitungsanlagen, Ausrüstungen	(6,815,842)	(15,425,015)
Proceeds of sale / Verkäufe	1,863,930	1,643,266
Changes in non-cash working capital relating to investing activities / Änderungen in Nichtcash-Positionen des Anlagevermögens	1,244,571	(388,566)
Abandonment and restoration costs / Wiederherstellungskosten	(246,925)	(59,615)
Deferred charges / Rechnungsabgrenzungen	(152,298)	(225,019)
	(4,106,564)	(14,454,949)

### CASH / CASH

(Decrease) increase / Zunahme	(70,169)	119,012
Beginning of year / Anfang des Jahres	160,072	41,060
End of year / Ende des Jahres	\$ 89,903	\$ 160,072

# NOTES TO THE FINANCIAL STATEMENTS

## ANMERKUNGEN



### Note 1 (i) Petroleum and Natural Gas Properties

**Summary of Significant Accounting Policies** The Company follows the full cost method of accounting in accordance with the guidelines issued by the Canadian Institute of Chartered Accountants, whereby all costs associated with the exploration and development of oil and gas reserves are capitalized. Capitalized costs include acquisition costs, geological and geophysical costs, lease rentals on non-producing lands, development costs of both productive and unproductive wells, plant and equipment costs, and administration costs reasonably allocable to these activities. Gains or losses arising from the disposition of oil and gas properties are accounted for as a reduction to the capitalized costs unless this treatment would result in a significant change in the rate of depletion in which case the gain or loss would be reported in earnings.

Capitalized costs are depleted using the unit-of-production method, based on total proved oil and gas reserves, before royalties, as determined by independent consulting engineers. For purposes of the depletion calculation, gas reserves are converted to an oil equivalent unit of measure. The carrying values of undeveloped properties are excluded from the depletion calculation.

The Company applies a ceiling test to capitalized costs, net of accumulated depletion and depreciation, to ensure these do not exceed the estimated undiscounted value of future net revenues from proven oil and gas reserves, based on year end prices and costs, adjusted for estimated future general and administrative expenses, abandonment and site restoration costs, financing costs and income taxes. The Company periodically reviews the costs associated with undeveloped properties to determine whether the costs will be recoverable. An impairment allowance is made if the results of the review indicate an impairment has occurred.

An estimate of future abandonment and restoration costs is provided for using the unit-of-production method. Costs are estimated based on current regulations, expenditures, technology and industry standards. Actual abandonment and site restoration costs are charged to the accumulated provision account.

The amounts recorded for depletion and depreciation of property, plant and equipment and the provision for future abandonment and restoration costs are based on estimates. The cost ceiling is based on such factors as estimated proved reserves, production rates, oil and natural gas prices and future costs. By their nature, these estimates are subject to measurement uncertainty and the impact on the financial statements of future periods could be material.

A substantial portion of the Company's exploration and development activities are conducted jointly with others. The financial statements reflect only the Company's proportionate interests in such activities.

**(ii) Financial instruments** are used to manage exposures related to petroleum and natural gas prices and to interest rates. They are not used for trading or speculative purposes. Gains or losses arising from the petroleum and natural gas instruments are included in the gross revenue of the respective commodity. Costs or benefits under the interest rate swap are accrued as interest expense.

Note 2	Property, Plant and Equipment	Accumulated Depreciation and Depletion			Net Book Value
		Cost	\$15,569,622	\$23,408,548	
	December 31, 1996				
	Petroleum and natural gas properties	\$38,978,170			
	Production equipment and facilities	13,422,874	4,609,028	8,813,846	
		\$52,401,044	\$20,178,650	\$32,222,394	
	December 31, 1995				
	Petroleum and natural gas properties	\$34,589,784	\$12,834,108	\$21,755,676	
	Production equipment and facilities	12,859,349	3,650,336	9,209,013	
		\$47,449,133	\$16,484,444	\$30,964,689	

Parameters used for the Company's ceiling test included: conventional oil price \$30.77/bbl, heavy oil price \$21.60/bbl and gas price \$2.98/mcf. There was no impairment in asset value as a result of this test at December 31, 1996. In 1995, the Company recorded \$6 million as additional depletion due to the ceiling test.

During 1996, indirect overhead applicable to acquisition/disposition, development and exploration activities in the amount of \$593,000 was capitalized (1995 – \$687,000). The depletion calculation has excluded \$5,160,000 related to costs of undeveloped land and unproven reserves (1995 – \$5,196,000).

**Note 3** The present deferred charges represent issue costs of the 1996 bond issue and are being amortized over the five year life of the convertible bonds. Prior year's charges for bond issues and foreign financings have been fully amortized.

	1996	1995
Costs	\$ 152,298	\$ 508,917
Accumulated amortization	(7,629)	(272,664)
	<b>\$ 144,669</b>	<b>\$ 236,253</b>

<b>Note 4</b>	1996	1995
Long-Term Debt		
Bank debt	\$13,300,000	\$10,800,000
Convertible bonds	3,000,000	1,950,000
Capital lease	433,388	545,930
Other debt	2,000,000	6,450,000
	<b>\$18,733,388</b>	<b>\$19,745,930</b>
Current portion – other debt	(2,000,000)	–
Current portion of capital lease	(125,981)	(112,535)
	<b>\$16,607,407</b>	<b>\$19,633,395</b>

#### Bank Debt

At December 31, 1996 the Company has a \$15 million revolving demand credit facility with a lender (Alberta Treasury Branches). The debt bears interest at the lender's prime rate plus 0.5 percent and is secured by certain petroleum and natural gas properties, a general charge over all other assets, a general assignment of production reserves, and a debenture. No portion of the credit facility is a current liability as the Company is in compliance with the loan conditions to the lender's satisfaction.

#### Convertible Bonds

Effective October 1, 1996, the Company issued 9 percent convertible bonds which mature and are redeemable on October 1, 2001. The bonds are convertible into Common shares of the Company after October 1, 1998 based on a conversion price which shall be the greater of \$0.30 per Common share or the average trading price of the Common shares determined over the 60 day period preceding the date of notice adjusted for the maximum discount currently permitted under the bylaws by the Alberta Stock Exchange. The bonds are unsecured and are subordinated to the revolving demand credit facility. In addition, the Company has agreed not to create or permit any further indebtedness (with the exception of bank indebtedness) in priority to the interests of the bondholders. The previous bond issue matured October 1, 1996 and was repaid at that time with no conversion taking place at maturity.

#### Capital Lease

In 1995 the Company entered into a capital lease for a gas compressor. The capital cost of \$597,500 is included in Production equipment and facilities; at December 31, 1996 the asset had accumulated amortization of \$104,830 (1995 – \$29,370). The lease bears an implicit rate of 11.3% and expires July 1, 1999.

#### MINIMUM LEASE PAYMENTS

1997	\$ 167,130
1998	167,130
1999	173,202
	<b>\$ 507,462</b>
Less interest	(74,074)
	<b>\$ 433,388</b>

#### Other debt

At December 31, 1996 the Company had in place a \$2 million unsecured loan from a director. The effective interest rate is 1.15 times the Eurocredit rate. The lender has agreed that the loan will be repaid from proceeds of property dispositions and will be renewed until such time. A 2 percent standby fee was charged on the loan.

**Note 5 AUTHORIZED**

Share Capital An unlimited number of Preferred shares, issuable in series,  
An unlimited number of Common shares, without nominal or par value,

ISSUED	Number	\$	1996	Number	\$	1995
Common shares, beginning of year	84,118,194	20,417,708		73,380,917	17,775,912	
Add: - shares issued under a flow-through share agreement, net of issue costs	6,200,000	1,475,103		3,594,420	771,796	
- private placement				7,142,857	1,870,000	
Common shares, end of year	90,318,194	21,892,811		84,118,194	20,417,708	

(i) During 1996, the Company completed a flow-through private placement of 6,200,000 shares for gross proceeds of \$1,550,000. Under the terms of the agreement, the Company renounced the tax benefit associated with \$1,550,000 of capital costs effective December 31, 1996. Each share also carried a warrant to purchase one additional common share at \$0.30 prior to December 31, 1997.

(ii) At December 31, 1996, the Company had outstanding options to issue 6,420,440 Common shares (1995 - 6,270,440) to Directors, officers, employees and other persons. Options outstanding at December 31, 1996 to acquire Common shares of the Company are exercisable at prices between \$0.25 to \$0.30 per share (\$0.25 to \$0.30 for 1995) and expire at various times until September 30, 2001.

**Net Loss per Share**

The net loss per share is calculated using 85,676,664 weighted average number of shares (1995 - 77,091,825). Common share options and conversion of the convertible bond issue are anti-dilutive.

**Note 6 Taxes** At December 31, 1996 the Company had approximately \$40,717,000 (1995 - \$38,726,000) of resource and other unused tax pools available to offset future taxable income. Of these amounts, \$729,000 (1995 - 1,525,000) are streamed against income from certain properties. Petroleum and natural gas properties with a net book value of \$4,382,000 (1995 - \$3,608,000) have no cost for income tax purposes.

	1996	1995
Loss before taxes	\$ (2,892,716)	\$ (6,997,630)
Income tax at statutory rates of 44.7 percent (1995 - 44.6 percent)	\$ (1,293,000)	\$ (3,121,000)
Effect on taxes of:		
Crown royalties	773,000	639,000
Freehold mineral taxes	63,000	81,000
Resource allowance	(503,000)	(499,000)
Alberta Royalty Tax Credit	(66,000)	(131,000)
Non tax base depletion	169,000	167,000
Other	5,000	10,000
Unrecorded benefit of current year's loss	852,000	2,854,000
	0	0
Capital taxes	\$ 62,300	\$ 127,500

**Note 7 Commitments** (i) By virtue of a Corporate and Investment Management Agreement with ALBERTA FUTUREVEST Corporation (the management company) controlled by an officer and Director, the Company receives the direct benefits of management supported by a team of professionals who specialize in the management of a number of companies on a cost sharing basis. Fees in connection with these services are determined as the greater of \$5,000 per month or 5 percent of defined net operating income of ALBERTA Oil and Gas Limited. The current agreement expires in 1999.

In addition, the agreement provides for the payment of an additional 15 percent of all subcontracted corporate and financial management and technical management services provided by the management company plus a royalty interest in connection with acquisitions of new properties and the drilling of new wells subsequent to December 31, 1989 (see note 8). The Company entered into a two year agreement effective January 1, 1996 with the management company to rent certain office furniture, equipment and computer hardware and software. The estimated annual rental charges for 1997 total \$160,000.

(ii) At a Special General Meeting of Shareholders held July 12, 1990, the shareholders of the Company:

- a) authorized the Board of Directors to extend the term of the Corporate and Investment Management Agreement for a total term of five years in the event that a takeover bid is made for the Common shares of the Company which the Board of Directors determines is not in the best interest of the shareholders of the Company; and
- b) approved a Directors' Severance and Indemnification Contract which, in part, provides for certain payments to be made to Directors of the Company in the event of a hostile takeover bid.

This plan was implemented in January, 1991.

(iii) The Shareholders approved a Shareholder Rights Protection Plan Agreement (the "Plan") July 4, 1994. The Plan replaces a previous shareholders' rights plan approved at a Special General Annual Meeting of Shareholders held on July 12, 1990. The Plan will remain in force for a period of ten years, subject to shareholder ratification at the annual meeting immediately following the fifth anniversary of the Plan.

(iv) The Company entered into financial instrument contracts to mitigate its exposure to fluctuations in oil and natural gas prices, foreign exchange rates and interest rates. Gains or losses from these activities are reported as adjustments to the related revenue or expense accounts as they are settled. During 1996, the Company had net expense of \$2,111,000 under these contracts. The following contracts are in effect for 1997:

- a) oil swap agreements averaging 407 bopd at an average oil price of \$26.33 Cdn. One such agreement extends to November, 2003 with volumes declining from the current 150 bopd to 67 bopd and prices increasing from the current \$23.90 to \$28.86. Current settlement of these contracts would result in a loss of approximately \$350,000.
- b) put options covering 5,000 gigajoules per day for the April–October 1997 period, ensuring a minimum price of \$1.40/GJ Cdn. for the contracted volumes at a cost of \$0.0625/GJ.
- c) an interest rate swap entered into in 1995, fixing the interest rate at 7.02 percent on a notional principal currently at \$4.1 million and amortized over the period to February, 2004. Current settlement of this contract would result in a loss of approximately \$120,000.

The Company's financial assets and liabilities include cash, accounts receivable, current liabilities and long-term borrowings. The fair values of these instruments approximated their carrying values at December 31, 1996.

**Note 8**

**Related Party Transactions**

(i) Fees paid pursuant to the Corporate and Investment Management Agreement total \$538,667 (1995 – \$574,054).

(ii) The Company paid rental charges for office furniture and equipment, and computer hardware and software under its agreement with ALBERTA FUTUREVEST Corporation totalling \$263,926 (1995 – \$325,173). The rental charge represents a cost recovery to the management company. The net balance owing to the management company at year end totaled \$324,941 (1995 - \$263,800).

(iii) The management company owns a 2 percent gross overriding royalty on substantially all of the Company's properties.

(iv) The Company leased office space from a company owned by a Director at a cost of:  
1996 – \$119,601 1995 – \$124,402  
The amount of rent paid reflects the Company's proportionate share of actual rental costs incurred by the other company. The net balance owing to this company at year end totaled \$347 (1995 - \$55,500).

(v) Consistent with industry practice The Company carries on some of its development and production activities with parties that are also managed by ALBERTA FUTUREVEST Corporation. These joint venture operations are conducted consistent with industry practice and the aggregate balance owing by these parties to the Company at year end totaled \$188,279 (1995 – indebtedness of \$44,611).

(vi) The Company paid \$81,000 (1995 – \$130,000) for legal services to a law firm controlled by the Corporate Secretary. The Company paid \$41,900 (1995 – \$44,800) for services to the law firm in which the Chief Financial Officer is a member.

FINANCIAL (\$ thousands except per share amount)	1996	1995	1994	1993	1992
Oil	6,613	7,873	6,129	3,095	2,506
Gas	5,436	3,887	2,354	1,081	978
Plant	648	387	129	192	176
<b>Gross revenue</b>	<b>12,697</b>	<b>11,947</b>	<b>8,612</b>	<b>4,368</b>	<b>3,860</b>
Operating expenses	4,445	3,248	2,352	1,598	1,416
Net operating income	5,925	6,710	4,901	2,100	1,840
General and administrative	2,680	2,157	1,510	982	949
Cash flow before income tax	1,512	3,059	2,575	670	550
per share	0.018	0.040	0.039	0.015	0.013
Net loss	(2,955)	(7,125)	(291)	(706)	(560)
per share	(0.034)	(0.092)	(0.005)	(0.016)	(0.013)
Capital expenditures and acquisitions	6,816	15,425	19,328	2,520	3,986
Long-term debt and convertible bond	16,607	19,633	11,004	4,998	4,900
Shareholders' equity	9,200	10,680	15,175	7,775	8,328
<hr/>					
<b>OPERATING</b>					
Production					
Oil and NGLs (bbls/d)	820	960	830	439	343
Gas (mmcfd)	10.1	8.1	3.5	1.6	2.0
Price					
Oil (\$/bbl)	22.23	21.65	19.88	19.42	20.47
Gas (\$/mcf)	1.47	1.30	1.81	1.90	1.33
Reserves, proved and probable					
Oil and NGLs (mstb)	3,648	3,855	2,621	2,228	2,204
Gas (bcf)	38.5	37.8	32.0	17.0	19.5
Proved and probable reserve value, discounted					
at 15 percent before taxes and ARTC (\$ 000's)	39,800	35,264	32,142	20,182	20,041
Net asset value per share (\$)	0.25	0.24	0.34	0.35	0.37
Undeveloped land holdings (net acres 000's)	90.5	95.3	55.4	13.5	17.9
<hr/>					
<b>SHARE ACTIVITY</b>					
Volume traded (000's)	1,634	3,198	5,155	6,695	2,840
Share price, close (\$)	0.20	0.25	0.30	0.25	0.15
Number of shares outstanding (000's)	90,318	84,118	73,381	45,140	43,097
<hr/>					
<b>NETBACKS (\$ per boe)</b>					
Gross production revenue	18.06	17.92	19.68	19.19	17.59
Net royalties	(3.49)	(3.08)	(3.15)	(3.14)	(2.77)
Field operating expenses	(5.69)	(4.43)	(5.16)	(6.46)	(5.53)
Operating netback	8.88	10.41	11.37	9.59	9.29

# CORPORATE INFORMATION

## GESELLSCHAFTSINFORMATION UND ABKÜRZUNGEN

### BOARD OF DIRECTORS

**Dr. Urs Wehinger**

Zürich, Switzerland

**Günter Daiss**

Freiberg, Germany

**Josef Hodel**

Calgary, Alberta

**Heinz Senn**

Oftringen, Switzerland

**Thomas R. Vukovich**

Calgary, Alberta

**Charles V. Selby**

Calgary, Alberta

**Paul Stauffer, Chairman Emeritus**

Lenzburg, Switzerland

### OFFICERS

**Dr. Urs Wehinger**Chairman of the Board of Directors and  
Chief Financial Officer**Günter Daiss**

Vice-Chairman

**Josef Hodel**

President and Chief Executive Officer

**Charles V. Selby**

Corporate Secretary and General Counsel

**Gus Van Hee**Vice-President of Oil and Gas  
and Chief Operating Officer**Catherine J. Buck**

Vice-President of Finance

**Dale Renz**

Controller

**Peter Horni**

Treasurer

**Marlene J. Sims**

Assistant Corporate Secretary

### CORPORATE ADDRESS

ALBERTA Oil and Gas Limited

1200, 700-4th Avenue S.W.

Calgary, Alberta T2P 3J4

### BANKER

Alberta Treasury Branches

239-8th Avenue S.W.

Calgary, Alberta T2P 1B9

### STOCKHOLDER INFORMATION

The shares of ALBERTA Oil and Gas Limited are listed for trading on the Alberta Stock Exchange under the symbol AOG. At December 31, 1996, the number of shares issued and to be issued was 90,318,194.

### TRANSFER AGENT AND REGISTRAR

The R-M Trust Company

600, 333-7th Avenue S.W.

Calgary, Alberta T2P 2Z1

### AUDITORS

KPMG

1200, 205-5th Avenue S.W.

Calgary, Alberta T2P 4B9

### INDEPENDENT ENGINEERS

Gilbert Laustsen Jung Associates Ltd.

4100, 400-3rd Avenue S.W.

Calgary, Alberta T2P 4H2

### LEGAL COUNSEL

Selby Solicitors

520-645 7th Avenue S.W.

Calgary, Alberta T2P 4G8

### Code Hunter Wittmann

1200, 700-2nd Street S.W.

Calgary, Alberta T2P 4V5

### ABBREVIATIONS / ABKÜRZUNGEN

**bbls**

barrels

Fass

**bbls/d**

barrels per day

Fass pro Tag

**mbbls**

thousand barrels

Tausend Fass

**bopd**

barrels of oil per day

Ölfässer pro Tag

**mstb**

thousand stock tank barrels

Tausend Vorratsfässer

**mcf**

thousand cubic feet

Tausend Kubik Fuss

**mcf/d**

thousand cubic feet per day

Tausend Kubic Fuss pro Tag

**mmcfc**

million cubic feet

Million Kubik Fuss

**mmcfd**

million cubic feet per day

Million Kubic Fuss pro Tag

**bcf**

billion cubic feet

Billion Kubik Fuss

**boe**

barrels of oil equivalent where

in natural gas is equated to oil

using 10 mcf = 1 barrel of oil

Einem Fass Öl gleichwertig

Verwendet für alle boe-

Berechnungen zwischen mcf

Gas und bbl Öl ein Verhältnis

von 10 zu 1, was dem Usus in

der Industrie entspricht

**mboe**

thousand barrels of

oil equivalent

Tausend einem Fass

Öl gleichwertig

**NGLs**

natural gas liquids

Erdgasflüssigkeit

**ARTC**

Alberta Royalty Tax Credit

ALBERTA OIL AND GAS LIMITED

1200, 700 - 4TH AVENUE S.W.

CALGARY, ALBERTA

CANADA T2P 3J4